

Міністерство освіти і науки України
Національний технічний університет
«Дніпровська політехніка»



Г.Г. Півняк, І.В. Жежеленко, Ю.А. Папаїка

ЕНЕРГЕТИЧНА ЕФЕКТИВНІСТЬ СИСТЕМ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

Монографія

Видання друге, перероблене та доповнене

Дніпро
НТУ «ДП»
2018

УДК 621.316

П 32

Рекомендовано до видання вченою радою НТУ «Дніпровська політехніка» як монографія (протокол № 14 від 08.11.2018).

Рецензенти:

А.А. Щерба, чл.-кор. НАН України, д-р техн. наук, проф. Інституту електродинаміки НАН України;

О.Б. Іванов, канд. техн. наук, проф. НТУ «Дніпровська політехніка».

Автори: Г.Г. Півняк, І.В. Жежеленко, Ю.А. Папаїка.

Півняк Г.Г.

П 32 Енергетична ефективність систем електропостачання : монографія / Г.Г. Півняк, І.В. Жежеленко, Ю.А. Папаїка ; М-во освіти і науки України, Нац. техн. ун-т «Дніпровська політехніка». – 2-ге вид., переробл. і допов. – Дніпро: НТУ «ДП», 2018. – 148 с.

ISBN 978–966–350–697–5

Розглянуто питання забезпечення енергетично ефективних режимів роботи систем електропостачання. Подано комплексне вирішення проблем енергоефективності, враховуючи фактори надійності, електромагнітної сумісності та якості напруги.

Окрему главу присвячено деяким аспектам концепції Smart Grid і перспективам її застосування в умовах електроенергетики сучасної України.

Під час написання монографії використано багато унікальних експериментальних результатів, отриманих авторами в ході виконання наукових досліджень з електромагнітної сумісності систем електропостачання. Значна частина досліджень виконувалася спільно із закордонними вченими на території Польщі та Німеччини.

Монографія може бути корисною для наукових працівників при проектуванні й експлуатації систем електропостачання, аспірантів і студентів електроенергетичних спеціальностей.

УДК 621.316

© Г.Г. Півняк, І.В. Жежеленко, Ю.А. Папаїка,
2018

ISBN 978–966–350–697–5

© НТУ «Дніпровська політехніка», 2018

Зміст

Список найважливіших скорочень.....	8
Передмова.....	10
Вступ.....	11
Глава 1. Електромагнітні втрати та збиток в електричних мережах.....	13
1.1. Втрати електроенергії.....	13
1.2. Додаткові втрати, обумовлені низькою якістю електроенергії.....	14
1.3. Визначення додаткових втрат і скорочення терміну ізоляції.....	14
1.3.1. Розрахунок електромагнітної складової втрат при наявності вищих гармонік.....	15
1.3.2. Розрахунок електромагнітних складових втрат при несиметрії напруги.....	17
1.3.3. Особливості врахування втрат при встановленні батарей конденсаторів.....	18
1.4. Нормативні вимоги до якості електроенергії.....	20
1.4.1. Стандарт ГОСТ 13109-97.....	20
1.4.2. Міжнародні організації в нормування якості електроенергії.....	22
1.5. Вплив електромагнітних перешкод на системи електропостачання.....	23
1.6. Електромагнітна складова витрат.....	26
1.7. Використання теплових схем заміщення.....	27
1.8. Застосування теплових моделей.....	28
1.9. Приклади розрахунків.....	31
Глава 2. Електромагнітна сумісність в електроенергетиці.....	33
2.1. Електромагнітні перешкоди в системах електропостачання.....	33
2.2. Інтергармоніки в електричних мережах.....	34
2.2.1. Джерела інтергармонік.....	34
2.2.2. Вентильні перетворювачі.....	35
2.2.3. Трансформатори як джерела вищих гармонік.....	38
2.2.4. Підсумовування вищих гармонік струму нелінійних навантажень.....	39
2.3. Застосування перетворювання Фур'є для визначення інтергармонік.....	40
2.3.1. Безпосереднє застосування перетворення Фур'є.....	40
2.3.2. Застосування кореляційних функцій.....	42
2.4. Розрахунок інтергармонік струмів і напруг.....	43
2.4.1. Теорема Рейлі.....	43

2.4.2. Елементи спектрально-кореляційної теорії випадкових процесів.....	44
2.4.3. Розрахунок амплітуд інтергармонік струму.....	45
2.5. Інтергармоніки перетворювачів частоти.....	46
2.5.1. Безпосередні перетворювачі частоти.....	46
2.5.2. Перетворювач частоти з ланкою постійного струму.....	49
Глава 3. Надійність у задачах енергоефективності.....	53
3.1. Закони розподілу випадкових величин у задачах надійності.....	53
3.2. Експоненціальний розподіл	54
3.2.1. Параметри експоненціального розподілу	54
3.2.2. Усереднені значення параметрів. Приклади розрахунків ...	55
3.3. Нормальний закон розподілення.....	57
3.4. Методи розрахунку надійності, засновані на законі Вейбулла.....	60
3.5. Урахування фактора надійності при розрахунках реактивної потужності.....	63
3.5.1. Поняття реактивної потужності.....	63
3.5.2. Вплив рівня реактивної потужності на втрати і надійність систем електропостачання.....	64
3.6. Визначення індексу надійності систем електропостачання.....	66
3.6.1. Розрахунок індексу надійності.....	66
3.6.2. Оптимізація надійності в промисловому електропостачанні.....	67
3.6.3. Значення індексу надійності.....	69
Глава 4. Якість електроенергії в системах електропостачання підприємств.....	72
4.1. Якість електроенергії в сталеплавильному виробництві.....	72
4.1.1. Вплив дугових сталеплавильних печей на якість електроенергії.....	72
4.1.2. Заходи, що обмежують вплив дугових сталеплавильних печей на якість електроенергії.....	74
4.2. Якість електроенергії в системах електропостачання вугільних шахт.....	74
4.3. Якість електричної енергії в електричних мережах з печами опору.....	76
4.4. Особливості систем електропостачання целюлозно-паперових комбінатів.....	77
4.5. Системи електропостачання залізниць.....	79
4.6. Електротехнологічні установки.....	81

Глава 5. Основні положення концепції Smart Grid у задачах електромагнітної сумісності.....	84
5.1. Недоліки сучасної енергетики.....	84
5.2. Основні положення концепції Smart Grid.....	85
5.3. Вимірювальні прилади та пристрої.....	87
5.4. Розподілена генерація.....	88
5.5. Активно-адаптивні мережі.....	90
5.6. Мульти-агентні системи.....	91
5.7. Пристрої FACTS.....	93
5.8. Активні фільтри та фільтри високих порядків.....	95
Глава 6. Методи оцінки плати за перетоки реактивної потужності в електричних мережах.....	97
6.1. Кількісна оцінка реактивної потужності.....	97
6.2. Значення реактивної потужності.....	98
6.3. Розрахунок плати за реактивну потужність за нормованою методикою	101
6.4. Методика розрахунку плати за реактивну потужність, прийнята в країнах СНД.....	102
6.5. Історія розвитку поняття «економічний еквівалент реактивної потужності».....	104
6.5.1. Урахування впливу напруги на якість електроенергії.....	105
6.5.2. Аналіз отриманих розрахункових виразів.....	106
6.5.3. Особливості розрахунку якості електроенергії в промислових електричних мережах.....	108
6.5.4. Узагальнені висновки про поняття економічного еквіваленту реактивної потужності в електричних мережах і системах.....	109
Глава 7. Оптимізація показників якості електроенергії.....	111
7.1. Вибір оптимальних рівнів напруги на затискачах електроприймачів.....	111
7.1.1. Визначення оптимального значення напруги.....	112
7.1.2. Рішення при нормальному законі розподілу.....	113
7.2. Оптимізація несинусоїдальних режимів напруги.....	113
7.2.1. Функція економічного збитку при несинусоїдальності.....	113
7.2.2. Основні заходи щодо зниження несинусоїдальності	114
7.2.3. Оптимізація параметрів ФКУ.....	115
7.3. Вибір типу моделі цільової функції	115

Глава 8. Наближені методи розрахунку в електричних мережах.....	116
8.1. Оціночні методи розрахунку показників якості напруги в системах електропостачання.....	116
8.2. Оцінка економічних втрат в Україні, обумовлених неякісною електроенергією.....	117
8.3. Оцінка економічного збитку при відключенні (погашенні) підстанції	119
8.3.1. Ймовірне значення обмеження електропостачання підстанцій в Україні.....	119
8.4. Інженерні методи оцінки параметрів режиму в електричних мережах.....	119
8.4.1. Розрахунок на основі типових значень коефіцієнтів передачі.....	119
8.4.2. Визначення коливання в мережах прокатних станів.....	124
Заключення.....	126
Список використаних джерел.....	127
Додаток А. Таблиця значення функції	
$\Phi(x) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \int_0^x e^{-\frac{z^2}{2}} dz$	133
Додаток Б. Питомі збитки споживачів через довготривалий дефіцит електроенергії.....	134
Додаток В. Таблиця значень гамма-функцій	
$\Gamma(x) = \int_0^{\infty} t^{x-1} e^{-t} dt$	135
Додаток Г. Одиничні показники надійності трансформаторів.....	138
Додаток Д. Одиничні показники надійності вимикачів.....	139
Додаток Е. Вираз для оцінки збитку, який обумовлений додатковими втратами потужності та скороченням терміну служби ізоляції електрообладнання при несиметрії напруги в електричній мережі, грн/рік.....	141
Додаток Ж. Вираз для оцінки збитку, який обумовлений додатковими втратами потужності та скороченням терміну служби	

ізоляції електрообладнання при несинусоїдальній напрузі в електричній мережі, грн/рік.....	142
Додаток З. Формули для розрахунку напруги та струмів зворотньої послідовності.....	143
Додаток І. ВВП і втрати електроенергії в електричних мережах різних країн світу.....	145
Додаток К. Вираз для безперервних складових суцільного спектру для кореляційних функцій виду К.1 – К.3.....	147

Список найважливіших скорочень

- АД** – асинхронний двигун
- АФ** – активний фільтр
- АЧХ** – амплітудно-частотна характеристика
- БК** – батарея конденсаторів
- БПЧ** – безпосередній перетворювач частоти
- ВВП** – внутрішній валовий продукт
- ВГ** – вищі гармоніки
- ВН** – відхилення напруги
- ВП** – вентиляний перетворювач
- ГДЗ** – гранично-допустиме значення
- ГПП** – головна понижувальна підстанція
- ГФ** – гібридний фільтр
- ДВП** – дугова вакуумна піч
- ДРП** – джерело реактивної потужності
- ДСП** – дугова сталеплавильна піч
- ДФ** – доза флікера
- ЕЕ** – електрична енергія
- ЕЕС** – електроенергетична система
- ЕМЗ** – електромагнітні завади
- ЕМС** – електромагнітна сумісність
- ЕП** – електроприймач
- ІГ** – інтергармоніки
- ІЙФ** – інтегрально-ймовірна функція
- КЗ** – коротке замикання
- КН** – коливання напруги
- КРП** – компенсація реактивної потужності
- МЕК** – Міжнародна електротехнічна комісія
- ОЗ** – оптимальне значення
- ПК** – повздовжня компенсація

ПЛ – повітряна лінія

ПЯЕ – показник якості електроенергії

ПН – провал напруги

ПЧЕ – перешкодо-чутливі елементи

ПЧП – перетворювач частоти з ланкою постійного струму

РП – реактивна потужність

СД – синхронний двигун

СЕР – система електропостачання

СЕРТ – силова електронна перетворювальна техніка

СІФУ – система імпульсно-фазового управління

СК – синхронний компенсатор

СП – симетруючий пристрій

СТК – статистичний компенсатор РП

ТП – трансформаторна підстанція

ТПМ – точка підключення споживача до мережі енергопостачальної організації

ТПЧ – тиристорний перетворювач частоти

ЧХОВ – частотна характеристика вхідного опору електричної мережі зі сторони вузла підключення

ФКП – фільтро-компенсуючий пристрій

ФН – флікер напруги

ФНЧ – фільтр низьких частот

ФСР – фільтро-симетруючий пристрій

ЯЕ – якість електроенергії

ПЕРЕДМОВА

Реальна ситуація сьогодення української електроенергетики визначається надвисоким рівнем втрат електроенергії при передачі (до 20 %). Порівняно з країнами з розвинутою економікою цей показник набагато більший (для країн Західної Європи втрати складають 4-5 %, США – 6 %). Високий рівень втрат в електричних мережах України пов'язаний з низьким рівнем компенсації реактивної потужності, застарілими основними фондами об'єктів електроенергетики, недостатнім використанням засобів оптимізації режимів роботи і регулювання напруги, невирішеністю проблем якості електричної енергії. Низький рівень якості електричної енергії призводить до значного зниження енергетичної ефективності електричних мереж по цілому ряду показників. Проблема якості електричної енергії – це складова комплексного поняття електромагнітної сумісності системи електропостачання (СЕС). Вона визнана провідними світовими вченими та відноситься до числа найважливіших проблем сучасної електроенергетики і є частиною проблеми підвищення енергоефективності електричних мереж.

У комплексі питань, що розглядається у монографії, з'явилися нові аспекти, які, на думку авторів, повинні бути враховані при розробці наукових засад створення сучасних енергоефективних систем електропостачання. До них відноситься, наприклад, використання концепції Smart Grid, тісно пов'язане з сучасними тенденціями розвитку електроенергетики. Цим питанням присвячено п'яту главу монографії. Додатково розглянуто зв'язок рівня електромагнітних втрат з особливостями економіки України і ряду країн світу.

У той же час при розгляді питань оптимізації несинусоїдальних режимів в електричних мережах за допомогою спеціальних технічних засобів автори обмежилися підтвердженням коректності прийнятих в Україні та світі відомих рішень, що враховують дискретний характер шкал номенклатури відомих пристроїв, використання яких забезпечує оцінку додаткових витрат не більше, ніж на 10 %. Системний матеріал, викладений у монографії, має базову основу для отримання нових залежностей і велику кількість практичних прикладів для умов новітніх підприємств. Порівняно з першим виданням монографії кількість прикладів значно збільшена. Узагальнення матеріалу стосовно проблеми надійності й якості електропостачання приймається для розкриття нових можливостей реалізації енергоефективних режимів систем електропостачання.

У роботі над монографією автори використовували власний інженерний і науковий досвід, результати науково-дослідної роботи, опубліковані раніше у вигляді монографій та навчально-методичних розробок. Автори вважають своїм обов'язком висловити щире подяку колегам з вишів за творчий контакт, добрі поради та рекомендації рецензентів, що виявились вельми корисними при розгляді ряду питань. Автори розуміють, що у монографії можливі недоліки і вибачаються за можливі похибки.

Висловлюємо глибоку подяку рецензентам монографії за поради і зауваження, врахування яких сприяло поліпшенню монографії.

ВСТУП

Підвищення енергетичної ефективності виробництва, передачі й розподілу електроенергії було і залишається однією з найважливіших проблем сучасної енергетики. До кола питань цієї комплексної проблеми входять такі складові, як зниження технологічних втрат, підвищення якості електроенергії та надійності функціонування електричних мереж і систем, аналіз і корекція діючих сьогодні нормативів. Ефект від вирішення цієї проблеми залежить не тільки від скорочення споживання енергоресурсів, а й від впровадження нових інноваційних процесів в системах електропостачання та енергетичних системах.

Сказане значною мірою пов'язане з недоліками сучасної енергетики України. Так, відносні втрати електроенергії в мережах України у 2016 році досягли 20 %. Значення відносних втрат електроенергії в мережах промислово розвинених країн, згідно з усередненими даними за 2013–2015 роки, знаходяться в межах 4-7 %. Таким чином, фактичні втрати в електричних мережах України у 1,5-2,5 рази вищі, ніж в електричних мережах промислово розвинених країн світу.

Очевидно існує досить щільний зв'язок значень втрат електроенергії в електричних мережах різних країн з їх економікою. У країнах з більш розвинутою економікою, як правило, вище технічна культура виробництва, передачі та розподілу електроенергії, використовуються більш сучасні системи управління режимами роботи електричних мереж, контролю й обліку електроенергії, діє чітка нормативно-правова база і система тарифного регулювання.

Високий рівень втрат в електричних мережах пов'язаний також з невирішеністю таких проблем: низький рівень компенсації реактивної потужності; недостатнє використання засобів оптимізації режимів роботи і регулювання напруги; низька якість електричної енергії.

Немає необхідності доводити важливість проблеми якості електроенергії. Вона відноситься до числа найважливіших у сучасній електроенергетиці та є частиною проблеми підвищення енергоефективності електричних мереж. Низький рівень якості електричної енергії призводить до значного зниження енергетичної ефективності електромереж за рахунок збільшення втрат активної та реактивної потужностей, технологічних витрат електроенергії на її транспортування, зниження терміну служби електрообладнання, збільшення капітальних вкладень в електричні мережі, порушення умов нормального функціонування енергетичної системи.

Безперервне зростання встановленої потужності нелінійних, несиметричних і різкозмінних навантажень не завжди супроводжувався своєчасним впровадженням рішень, спрямованих на корекцію якості електроенергії, навіть у промислово розвинених країнах Західної Європи. Як відомо, в розподільних мережах Швейцарії напругою 230/400 В за 10-річний період утримання вищих гармонік зросло на 0,7 %. Вимоги стандартів до якості електроенергії в промислових електричних мережах, за нашими даними, дотримуються в 30-40 % випадків.

Найбільшою мірою негативно впливає на енергоефективність несинусоїдальність напруги, зумовлена інтенсивним впровадженням нелінійних навантажень в електричних мережах. При цьому виникає викривлення синусоїдальної форми напруги і струму не тільки у самого споживача, але й у зовнішній мережі. У разі перевищення нормованих рівнів ці перешкоди можуть привести до порушення перешкодостійкості технічних засобів (зокрема, пристроїв мікропроцесорного релейного захисту) в енергосистемі, на електростанціях і підстанціях. Вони впливають на технологічний процес в системах електропостачання.

На сьогодні понад 60 % електричної енергії в промисловості використовується у перетвореному вигляді (в металургії на деяких виробництвах – до 100 %). Значною мірою цьому сприяє впровадження в системах електропривода частотних перетворювачів. При цьому не тільки істотно зростає рівень канонічних вищих гармонік, а й з'являється широкий спектр так званих інтергармонік – міжгармонік.

Останніми роками внаслідок пошкодження ізоляції помітно зросла кількість виходів з ладу електродвигунів через значне збільшення еквівалентного рівня несинусоїдальності. Так, чинне значення інтергармонік безпосередніх перетворювачів частоти залежно від режиму роботи може у кілька разів перевищувати їх номінальні значення (на основній частоті). Практика свідчить, що в цьому випадку вартість заходів по компенсації рівнів вищих гармонік може бути сувимірною або більше вартості збитку від впливу вищих гармонік і інтергармонік. Високі рівні гармонік істотно ускладнюють вирішення низки питань концепції Smart grid.

Останніми десятиліттями питання якості електроенергії розглядаються в контексті електромагнітної сумісності. Необхідно докорінно вивчити і вирішити питання електромагнітної сумісності.

Одним з найважливіших показників енергетичної ефективності є надійність електропостачання й індекс надійності електропостачання. У ряді енергооб'єднань СНД значення індексу надійності знаходиться в діапазоні 0,95-0,96 (норматив – 0,966). Зарубіжні нормативи надійності, що відповідають сучасному стану енергетики, досить високі. Наприклад, у Франції – 0,9997, скандинавських країнах – 0,999. Перехід на більш високий рівень надійності в Україні потребує витрат у розмірі 0,1-0,2 млн. дол. / рік на 1 МВт навантаження. Такі значні капіталовкладення повинні забезпечити підвищення надійності всіх компонентів електроенергетичних систем.

Підвищення енергетичної ефективності – це комплексна, багатогранна проблема як теоретичного, так і прикладного плану. Її вирішення дозволить забезпечити нормування (оптимізацію) рівня показників якості електроенергії у вузлах електричних мереж, зменшення втрат електричної енергії, зокрема, коректне розв'язування проблеми реактивної потужності, в першу чергу, шляхом забезпечення економічно обґрунтованих значень $\text{tg } \varphi$ і впровадження регульованих компенсуючих пристроїв, а також вирішення питань оптимальної надійності електричних мереж і систем.

Глава 1. ЕЛЕКТРОМАГНІТНІ ВТРАТИ ТА ЗБИТКИ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ

1.1. Втрати електроенергії

Відносні втрати електроенергії в електричних мережах промислово розвинених країн світу знаходяться в межах 4-6 % [13]. Ці значення визначаються з ряду показників, у тому числі внутрішнього валового продукту (ВВП), що характеризує кінцевий результат виробничої діяльності економічних одиниць у сферах виробництва і визначається вартістю товарів і послуг, вироблених цими одиницями для кінцевого використання. Такі промислово розвинені країни характеризуються високим значенням внутрішнього валового продукту за паритетом купівельної здатності (ПКЗ) на душу населення, що перевищує 50 тис. доларів США. У той же час в країнах з ВВП за ПКЗ менше 10 тис. дол. США відносні втрати більші. У Молдові, Росії, Албанії, Польщі відносні втрати перевищують 20 %. В Україні значення ВВП у 2015-2016 роках склало 8500 доларів США, а рівень відносних втрат – близько 20 %. З приведених цифр видно, що має місце зв'язок рівнів втрат електроенергії в електричних мережах різних країн з особливостями електричних мереж (їх режимами) й економікою цих країн. Очевидно, що в країнах з більш розвинутою економікою, як правило, вище технічна культура виробництва, використовуються більш сучасні системи управління режимами роботи електричних мереж, контролю й обліку електроенергії, чітка нормативна база і система тарифного регулювання. Однак просте зіставлення відносних втрат електроенергії в електричних мережах України і зарубіжжя без аналізу цих втрат у порівнянних умовах роботи є некоректним.

Для оцінки значень щорічних фінансових витрат вдамося до експертної оцінки, заснованої на відомих цифрах [10]. Сучасне споживання електроенергії в світі становить приблизно 20 трильйонів кВт·год. Втрати електроенергії від недотримання вимог до її якості оцінюються у 500 млрд дол. США, середнє значення тарифу на електроенергію 0,1 дол./кВт·год. Питомі втрати від низької якості електроенергії становлять $500 \cdot 10^9 / 20 \cdot 10^{12} = 0,025$ дол. / кВт·год.

У 2016 р. в Україні вироблено 154,82 млрд кВт·год електроенергії, вартість втрат склала $154,82 \cdot 0,025 = 3,9$ млрд дол. США.

Таким чином, оцінна вартість втрат електричної енергії склала приблизно 4 млрд. дол.

Не вдаючись до обчислення коефіцієнта дефляції, прийемо згідно з порівняльними розрахунками за курсом 2012 р. співвідношення вартості грн/дол. рівним восьми. Тоді оціночне значення вартості втрат електроенергії в Україні складе $4 \cdot 8 = 32$ млрд гривень.

В електричних мережах СНД вироблення електричної енергії в 2016 р. склало 1071,7 млрд. кВт·год. Оціночне значення втрат – $1071 \cdot 25 = 27$ млрд доларів.

Наведені вище експертні оцінки вартості втрат електроенергії в електричних мережах є наближеними і служать для представлення порядку значень параметрів електроенергії.

У процесі передачі, розподілу та споживання електроенергії під корисним ефектом підвищення енергетичної ефективності розуміють не тільки зниження втрат електроенергії в електричних мережах, але й підвищення якості електроенергії, пропускної спроможності електричної мережі та надійності електропостачання споживачів. Процес вважається енергетично ефективним, якщо виконується умова мінімуму відносних втрат енергії в мережі та забезпечуються нормативні або договірні вимоги до пропускної здатності електричної мережі, якості та надійності електропостачання.

1.2. Додаткові втрати, обумовлені низькою якістю електроенергії

Для правильного вибору методів і засобів поліпшення якості електроенергії, а також визначення економічно доцільного рівня, до якого слід покращувати якість електроенергії, виявляється необхідним розраховувати економічний збиток, викликаний електроенергією зниженої якості. Необхідність визначення збитку виникає також при вирішенні конфліктних ситуацій щодо якості електроенергії між енергопостачальною організацією та споживачами [17, 25, 27]. Як показали дослідження, економічний збиток, обумовлений зниженою якістю електроенергії, має дві складові: електромагнітну і технологічну. Електромагнітна складова обумовлена, в основному, зміною втрат активної потужності і пов'язаною з цим зміною терміну служби ізоляції електрообладнання. При цьому втрати, пов'язані з несинусоїдальністю, несиметрією та коливаннями напруги, будуть дорівнювати нулю при синусоїдальності та симетрії системи лінійних напруг і відсутності коливань напруги. Технологічна складова втрат зумовлюється впливом якості напруги на продуктивність технологічних установок і собівартість випускної продукції.

Нижче розглядаються методи оцінки електромагнітної та технологічної складових економічного збитку, обумовлених зниженням якості електроенергії в електричних мережах промпідприємств.

1.3. Визначення додаткових втрат і скорочень терміну ізоляції

Додаткові втрати від неякісної електроенергії приводять до додаткового нагріву $\Delta\tau$ електрообладнання і скорочення терміну служби ізоляції (тим самим – всього електрообладнання) на величину $T_c = T_c - T_c^{AE}$, де T_c і T_c^{AE} – терміни служби елементів СЕП при якісній та неякісній електроенергії [1, 4, 7, 49].

Тривалість «життя» ізоляції

$$T_c = Ae^{-\alpha\Delta\tau}, \quad (1.1)$$

де A – коефіцієнт, що залежить від виду ізоляції;

α – коефіцієнт старіння ізоляції, що визначають як

$$\alpha = \ln 2 / \Delta \tau.$$

Для ізоляції класу А/α = 0,086 (Δτ = 8⁰), класу В/α = 0,693 (Δτ = 10⁰).

У задачах електромагнітної сумісності в Україні та країнах СНД використовується так назване «восьмиградусне» правило: α = 0,086, при цьому відносне скорочення терміну служби ізоляції

$$\Delta t_* = T_c - \frac{T_c^{AE}}{T_c} = 0,086 \Delta \tau + \frac{(0,086 \Delta \tau)^2}{2}. \quad (1.2)$$

Нижче наведено вирази для оцінки електромагнітних втрат ΔP_n та Δt* при наявності вищих гармонік і несиметрії, а також вираз для оцінки втрат у припущенні, що електричні машини розглядаються як єдині фізичні тіла.

1.3.1. Розрахунок електромагнітної складової втрат при наявності вищих гармонік

Електромагнітна складова при *несинусоїдальності напруги* визначається [26, 31, 33]: збільшенням втрат активної потужності; збільшенням споживання активної та реактивної потужностей; прискоренням старіння ізоляції електрообладнання; обмеженням *області* застосування конденсаторних батарей для підвищення коефіцієнта потужності [26, 43].

Додаткові втрати активної потужності ΔP_n, обумовлені несинусоїдальністю напруги, при встановленому режимі роботи елементів визначають за виразом:

$$\Delta P_n = \frac{\Delta P_{ном}}{z_{1*}^2} \sum_{n=2}^{\infty} \frac{U_{n*}^2}{n\sqrt{n}},$$

де ΔP_{ном} – номінальні втрати активної потужності в струмопровідних частинах електрообладнання, кВт; z_{1*} = z₁/z_{ном} – відносний повний опір елемента мережі струму основної частоти; U_{n*} = U_n/U_{ном} – відносне значення гармоніки напруги порядку n; n – число гармонік напруги, що враховуються.

Додаткові втрати в електричних двигунах пропорційні значенню:

$$\sum_{n=2}^n \frac{U_{nx}}{n\sqrt{n}} = \sum_{n=2}^n \Lambda_n U_{nx}^2,$$

де Λ_n = 1/n√n – коефіцієнт гармонічних втрат.

Значення коефіцієнта Λ_n, залежно від номеру гармоніки, наведено в табл. 1.1.

Таблиця 1.1

Залежність коефіцієнта Λ_n від номеру гармоніки

n	5	7	11	13
Λ _n	0,089	0,054	0,027	0,021

Вираз для оцінювання втрат на частотах ВГ

$$\Delta P_n = \Delta P_{ном} \rho_{ВГ} \sum_{n=2}^n \Delta_n U_{nx}^2, \quad (1.3)$$

де $\rho_{ВГ}$ – індекс втрат для ВГ.

$$\text{Для АД} \quad \rho_{АД}^{(ВГ)} = K_{II}^2,$$

де K_{II} – кратність пускового струму.

При протіканні через елемент системи електропостачання (двигуни, трансформатори, конденсатори, кабелі й інші) вищих гармонік струму має місце прискорення старіння ізоляції, обумовлене дією на неї як додаткового нагріву струмоведучих частин, так і діелектричного нагріву під дією високочастотних електромагнітних полів. Відносно (по відношенню до синусоїдального режиму струму) скорочення терміну служби ізоляції Δt_{n*}

визначають як

$$\Delta t_{n*} = \begin{cases} 0,087 \tau_1 \frac{\Delta P_n}{\Delta P_{ном}} - \text{для ізоляції класу А, Е;} \\ 0,069 \tau_1 \frac{\Delta P_n}{\Delta P_{ном}} - \text{для ізоляції класу В, F.} \end{cases} \quad (1.4)$$

При розрахунку втрат, обумовлених додатковим тепловим старінням ізоляції, відносно скорочення терміну її служби оцінюється відповідним відносним збільшенням відрахувань ΔB_{p*} на реновацію електрообладнання

$$\Delta t_{n*} = \Delta B_{p*}.$$

Щорічний збиток (грн/рік), обумовлений додатковими втратами активної потужності та додатковим тепловим старінням ізоляції електрообладнання, розраховують за виразом

$$Y_n^{(\Delta P)} = \beta T^{(s)} \Delta P_n^{(s)} 10^3 + \Delta B_{p*}^{(s)} B_{p*}^{(s)} K^{(s)}, \quad (1.5)$$

де β – вартість 1 кВт·год втрат електроенергії (грн/кВт·год);

$T^{(s)}$ – тривалість робіт s -го виду електрообладнання (тис. год/рік);

$B_{p*}^{(s)}$ – нормований коефіцієнт відрахувань на реновацію від капітальних

затрат $K^{(s)}$ s -го виду електрообладнання.

У табл. Додатка Ж приведено вирази для розрахунку щорічного збитку для основних видів електрообладнання при $\beta = 0,01$ грн/кВт·год і тривалості робіт електрообладнання T (тис. год/рік). При розрахунку втрат в кабелі та конденсаторах вартістю додаткових втрат електроенергії в них можна знехтувати.

1.3.2. Розрахунок електромагнітних складових втрат при несиметрії напруги

Електромагнітна складова при *несиметрії напруги* визначається [3-10, 27, 80, 82]: збільшенням втрат активної потужності; ідентифікацією процесу старіння ізоляції електрообладнання; недостатньою генерацією конденсаторами та синхронними машинами реактивної потужності; необхідністю завищення номінальних потужностей електродвигунів і трансформаторів, перерізів кабелів та проводів; зниженням ефективності освітлення робочих поверхонь і зменшенням терміну служби світильників.

Додаткові втрати потужності $\Delta P_{нс}$, обумовлені несиметрією напруг, при сталому режимі роботи елементів СЕП визначають за формулою

$$\Delta P_{нс} = \frac{U_{ном}^2 r_2}{z_2^2} K_{2U}^2, \quad (1.6)$$

де r_2 і z_2 – активний та повний опір елемента системи електропостачання струму зворотної послідовності або

$$\Delta P_{нс} = \Delta P_{ном} \rho_{нс} K_{2U}^2,$$

де K_{2U} – коефіцієнт несиметрії (в.о.).

Для АД $\rho_{АД}^{(нс)} = 2,41 K_{II},$

де K_{II} – кратність пускового струму.

Для СД $\rho_{СД}^{(нс)} = K_{СМ},$

де $K_{СМ} = 1,856$ (для СД).

Для трансформаторів $\rho_{Тр}^{(нс)} = 1/u_k^2,$

де u_k – напруга короткого замикання.

Для трансформаторів потужністю вище 630 кВ·А, а також асинхронних та синхронних електродвигунів потужністю вище 100 кВт з номінальною напругою 6-10 кВ без помітної похибки повний опір z_2 можна замінити відповідним індуктивним опором x_2 .

Додаткові втрати потужності в елементах мереж викликають додатковий нагрів ізоляції та, як наслідок, скорочення її терміну служби.

Відносне скорочення терміну служби ізоляції при несиметрії напруг Δt_{2*} визначають за виразом

$$\Delta t_{2*} = \begin{cases} 0,087 \tau_1 \frac{\Delta P_{нс}}{\Delta P_{ном}} - \text{для ізоляції класу А, Е;} \\ 0,069 \tau_1 \frac{\Delta P_{нс}}{\Delta P_{ном}} - \text{для ізоляції класу В, Ф, Н.} \end{cases} \quad (1.7)$$

Аналогічно до попереднього випадку при розрахунку збитку, обумовленого додатковим тепловим старінням ізоляції, відносне скорочення

терміну її служби оцінюється відповідним збільшенням відрахувань ΔB_{p^*} на реновацію електрообладнання

$$\Delta t_{2^*} = \Delta B_{p^*}.$$

Щорічний збиток (грн/рік), обумовлений протіканням струму зворотної послідовності в s -му вигляді електрообладнання, можна розрахувати за формулою

$$Y_{нс}^{(s)} = \beta T^{(s)} \Delta P_2^{(s)} 10^3 + \Delta B_{p^*}^{(s)} B_{p^*}^{(s)} K^{(s)}, \quad (1.8)$$

де β – вартість 1 кВт·год втрат електроенергії (грн/кВт·год);

$T^{(s)}$ – число тисяч годин роботи s -го виду електрообладнання (тис. год/рік);

$B_{p^*}^{(s)}$ – нормований коефіцієнт відрахувань на реновацію від капітальних затрат $K^{(s)}$ s -го виду електрообладнання.

У табл. Додатку Е приведено вирази збитку для основних видів електрообладнання при $\beta = 0,01$ грн/кВт·год і часу роботи електрообладнання $T = 1000$ год/рік. При отриманні виразів збитку для трансформаторів враховувались їх 75-відсоткове завантаження, вирівнювання температур обмоток нерівномірно завантажених фаз, що здійснюється трансформаторним маслом. При визначенні збитку, обумовленого протіканням в кабелях струму зворотної послідовності, вартістю додаткових втрат можна знехтувати. Збиток визначається скороченням терміну служби ізоляції.

Для трансформаторів вентиляльних перетворювачів вираз збитку отримано на основі зв'язку струмів зворотної та прямої послідовностей, що споживаються перетворювачами при несиметричному режимі напруги,

$$I_2 = 0,391 I_1 K_{2U}.$$

Збиток (грн/рік), обумовлений несиметрією напруги на затискачах конденсаторних батарей, оцінюється виразом

$$Y_{нс}^{(бк)} = \beta T^{(бк)} Q_{ном}^{(бк)} K^{(s)} \operatorname{tg} \delta + 5,7 B_{p^*}^{(бк)} K_0^{(бк)} \frac{Q_{ном}^{(бк)}}{3} \left[K_U^2 + 2 K_{U^*} \cos \theta_{л_n} \right], \quad (1.9)$$

де $T^{(бк)}$ – число тисяч годин роботи БК на рік.

1.3.3. Особливості врахування втрат при встановленні батарей конденсаторів

При встановленні конденсаторних батарей для підвищення коефіцієнту потужності в електричних мережах 0,4, 6 або 10 кВ при наявності несинусоїдальної напруги можливі резонанси струму в колі «батарея конденсаторів – зовнішня мережа» на частотах ВГ. Виникнення резонансних явищ майже в усіх випадках призводить до перевантаження конденсаторів по струму і потужності та виходу їх з ладу. В результаті цих явищ виявляється неможливою звичайна експлуатація конденсаторних установок без застосування спеціальних заходів, спрямованих на усунення перевантаження конденсаторів. При наявності несинусоїдальності напруги конденсаторні

установки практично в усіх випадках повинні бути або захищені за допомогою реакторів, або вимкнені в колах фільтрів вищих гармонік. В інших випадках конденсаторні установки повинні бути відключені.

У першому випадку збиток визначається щорічними затратами на установку й експлуатацію захисних реакторів і реакторів фільтра (грн/рік)

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

де $E^{(p)}$ – сумарний коефіцієнт відрахувань (нормований коефіцієнт ефективності капіталовкладень і коефіцієнти відрахувань на амортизацію, поточний ремонт та обслуговування) від капітальних затрат $K^{(p)}$ на реактори.

У випадках відключення БК збиток визначається вартістю додаткових втрат потужності та енергії при роботі електричної мережі з низьким коефіцієнтом потужності ($\text{tg } \varphi$ більше нормованого). Вартість додаткових втрат потужності та енергії розраховується за формулою

$$C = \delta(\alpha k_m + \beta \tau) \Delta P_{\max} \text{ (грн/рік)},$$

де α – питомі затрати, обумовлені збільшенням потужності електростанцій мережі для покриття втрат активної потужності (грн/кВт);

β – питомі затрати на вироблення електроенергії та розширення паливної бази (грн/кВт·год);

k_m – відношення втрат активної потужності в момент найбільшого активного навантаження енергосистеми до найбільших втрат активної потужності;

τ – число годин максимальних втрат;

δ – коефіцієнт, що враховує затрати на розширення електричних мереж, обумовлені передачею потужності для покриття втрат активної потужності;

ΔP_{\max} – найбільші втрати активної потужності (кВт).

Збиток (грн/рік) у цьому випадку визначається за виразом

$$Y_n^{(k)} = \delta(\alpha k_m + \beta \tau)(\Delta P_{\max} - \Delta P_{\max}^{(k)}), \quad (1.10)$$

де ΔP_{\max} і $\Delta P_{\max}^{(k)}$ – найбільші втрати активної потужності при відключених та включених конденсаторних установках (кВт) відповідно.

У батареях конденсаторів (БК), призначених для компенсації реактивної потужності та з'єднаних за схемою «трикутник», різниця втрат активної потужності при несиметричному та симетричному режимах напруги (кВт) визначається за формулою

$$\Delta P_{nc}^{(bk)} = Q_{ном}^{(bk)} K^2 \alpha_{U_*}^2 \text{tg } \delta, \quad (1.11)$$

де $Q_{ном}^{(bk)}$ – трифазна номінальна потужність БК (квар);

δ – кут діелектричних втрат.

Додатковий нагрів ізоляції $\Delta \tau_2$ у фазах, де напруга підвищена відносно номінального значення за рахунок несиметрії, визначається за виразом

$$\Delta \tau_2 = \tau \left(\alpha_{U_*}^2 + 2\alpha_{U_*} \cos \theta_{I_n} \right), \quad (1.12)$$

де θ_{λ_n} – кут між лінійними напругами прямої та зворотної послідовностей фаз.

1.4. Нормативні вимоги до якості електроенергії

1.4.1. Стандарт ГОСТ 13109-97

Електрична енергія крім кількісних показників повинна відповідати ряду якісних. В Україні якість електричної енергії має відповідати вимогам ГОСТ 13109-97, введеному в дію з 01.01.1999 [20]. Цим стандартом нормується ряд показників якості електроенергії (ПЯЕ).

Відхилення напруги

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

де U_y – усереднене значення напруги (В, кВ) в інтервалі часу 1 хв.;

$U_{ном}$ – номінальна напруга.

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

де U_i – значення напруги в i -тому спостереженні (В, кВ);

N – число спостережень (за 1 хв. повинно бути не менше 18).

За нормами ГОСТ 13109-97 допустимі значення відхилень напруги на виводах електроприймачів протягом доби вимірювань знаходяться в межах $\pm 10\%$ від $U_{ном}$, при цьому 95% часу відхилення напруги повинні знаходитися в межах $\pm 5\%$ від $U_{ном}$ (допустимі значення).

Допустимі й гранично допустимі значення сталого відхилення напруги в точках загального приєднання споживачів електричної енергії до електричних мереж повинні бути встановлені в договорах на користування електричною енергією між електропостачальною організацією і споживачем з урахуванням необхідності виконання норм стандарту на виводах електроприймачів.

Несинусоїдальність напруги

Несинусоїдальність напруги характеризується:

- коефіцієнтом викривлення синусоїдальності напруги K_U (%);
- коефіцієнтом n -ї гармонічної складової напруги $K_{U(n)}$ %, що

визначається за виразами

$$K_{U(n)} = \frac{U_n}{U_{ном}} \cdot 100 \quad \text{і} \quad K_U = \sqrt{\sum_{n=2}^{40} U_n^2} \cdot \frac{100}{U_{ном}},$$

де U_n – діюче значення напруги n -ї гармоніки (В, кВ).

Нормально і гранично допустимі значення коефіцієнта викривлення синусоїдальності напруги в точках загального приєднання до електричних мереж наведені в табл. 1.2.

Таблиця 1.2

Значення коефіцієнта викривлення синусоїдальності напруги, %

Нормально допустимі				Гранично допустимі			
$U_{ном}$, кВ				$U_{ном}$, кВ			
0,38	6-20	35	11-330	0,38	6-20	355	110-330
8,0	5,0	4,0	2,0	12,0	8,0	6,0	3,0

Нормально допустимі значення коефіцієнта n -ї гармоніки складової напруги в точках загального приєднання до електричних мереж з номінальною напругою $U_{ном}$ наведені в табл. 1.3 для мереж 0,38 і 6-20 кВ.

Таблиця 1.3

Значення коефіцієнта n -ї гармоніки складової напруги, %

Гармоніки	n	$U_{ном}$, кВ	
		0,38	6-20
Непарні гармоніки, не кратні 3 при $U_{ном}$, кВ	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
Непарні гармоніки, не кратні 3 при $U_{ном}$, кВ	19	1,5	1,0
	23	1,5	1,0
	25	1,5	1,0
	>25	0,2+	2,2+
		$13 \cdot \frac{25}{n}$	$0,8 \cdot \frac{25}{n}$
Непарні гармоніки, кратні 3 при $U_{ном}$, кВ (для однофазних ЕП)	3	5,0	3,0
	9	1,5	1,0
	15	0,3	0,2
	21	0,2	0,2
	>21	0,2	0,2
Парні гармоніки при $U_{ном}$, кВ	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

n - номер гармонічної складової напруги; нормально допустимі значення, наведені для n , що дорівнюють 3 і 9, відносяться до однофазних електричних мереж. У трифазних трипровідних електричних мережах ці значення приймають удвічі меншими за значення, наведені у таблиці.

Гранично допустиме значення коефіцієнта n -ої гармонічної складової напруги обчислюють за формулою

$$K_{U(n)гран} = 1,5K_{U(n)норм},$$

де $K_{U(n)норм}$ – нормальне допустиме значення коефіцієнта n -ої гармонічної складової.

Несиметрія напруг

Несиметрія напруг характеризується:

- коефіцієнтом несиметрії напруг за зворотною послідовністю K_{2U} (%);
- коефіцієнтом несиметрії напруг за нульовою послідовністю K_{0U} (%), що

визначаються за виразами

$$K_{2U} = 100 \cdot \frac{U_{2(1)}}{U_{ном}} \quad \text{і} \quad K_{0U} = 100 \cdot \frac{U_{0(1)}}{U_{ном}},$$

де $U_{2(1)}$ – діюче значення напруги зворотної послідовності основної частоти трифазної системи напруг (В, кВ);

$U_{0(1)}$ – те ж саме нульової послідовності основної частоти (В, кВ);

$U_{ном}$ – номінальне значення лінійної напруги (В, кВ).

Нормальні й гранично допустимі значення коефіцієнта несиметрії напруг за зворотною послідовністю в точках загального приєднання складають відповідно 2,0 % і 4,0 %.

Нормальні й гранично допустимі значення K_{0U} в чотирьох провідних електричних мережах з номінальною напругою 0,38 кВ дорівнюють відповідно 2,0 % і 4,0 %.

Відхилення частоти

Відхилення частоти Δf (Гц) визначають за виразом

$$\Delta f = f_y - f_{ном},$$

де f_y – усереднене значення частоти на інтервалі часу, що дорівнює 20 с;

$f_{ном}$ – номінальне значення частоти (Гц).

Відповідно до ГОСТ 13109-97 нормальні й гранично допустимі значення відхилення частоти складають $\pm 0,2$ і $\pm 0,4$ Гц.

Розглядаючи електромагнітну сумісність як показник якості продукції, необхідно на різних етапах її створення дотримуватися цілого ряду рекомендацій і норм, що охоплюють комплекс системних рішень.

1.4.2. Міжнародні організації в нормуванні якості електроенергії

У різних країнах національні норми якості електроенергії тісно пов'язані з такими міжнародними організаціями, як: Міжнародна конференція з великих

енергетичних систем (CIGRE); Міжнародна дорадча комісія телеграфної і телефонної служби (CCITT); Міжнародний союз з виробництва та розподілення електроенергії (UNIPED); Міжнародна електротехнічна комісія (МЕК) з технічним комітетом ТК 77; Європейський комітет з нормування в галузі електротехніки (CELENEC); Спеціальний міжнародний комітет з радіоперешкод (CISPR). Питаннями впливу споживачів на мережі електропостачання займаються організації UNIPED і МЕК. Технічні комітети CELENEC і CISPR аналізують проблеми іскріння, розробляють європейські та світові рекомендації і норми щодо електромагнітної сумісності. Основна тематика CCITT – це техніка зв'язку. CIGRE займається проблемами техніки зв'язку, телемеханіки, розподільних пристроїв, вторинної комутації, біологічного впливу високих напруг.

1.5. Вплив електромагнітних перешкод на системи електропостачання

Негативним впливом ЕМП є збільшення втрат в електрообладнанні, скорочення його терміну служби та функціональної надійності. При спільному впливі декількох ЕМП ступінь впливу виявляється більшою за їх суму [1-3, 27].

Відхилення напруги

Головна причина відхилень напруги в СЕП – зміна навантажень, що викликається перш за все:

- режимом роботи споживачів електроенергії;
- зміною числа підключених споживачів;
- оперативними перемиканнями;
- порушеннями роботи мережі.

Значення відхилення δU_t напруги в даному пункті мережі є функцією багатьох змінних:

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

де P і Q – споживана активна та реактивна потужність в розглянутій мережі;

U_s – напруга мережі живлення;

Z і Y – опір і провідність елементів мережі живлення;

$\Sigma \delta U^d$ – сума «добавок» (додаткових значень напруги, наприклад, у трансформаторі або трансформаторах мережі живлення).

Несиметрія напруг у СЕП обумовлена наявністю потужних однофазних навантажень (індукційних плавильних і нагрівальних печей, зварювальних агрегатів, печей електрошлакового переплаву), а також трифазних, що тривалий час працюють в несиметричному режимі (наприклад, ДСП). Трифазна система напруг може бути несиметричною при живленні мережі підприємства від тягової підстанції змінного струму [52, 55, 63].

При несиметрії напруг у **трифазних мережах** з'являються додаткові втрати в елементах електромереж, скорочується термін служби ламп та ЕО, зменшуються економічні показники його роботи.

В *електричних машинах змінного струму* виникають магнітні поля, що обертаються з синхронною швидкістю в напрямку обертання ротора і з подвійною синхронною швидкістю – у протилежному. В результаті виникає гальмівний електромагнітний момент, а також додатковий нагрів активних частин машини, головним чином ротора, за рахунок струмів подвійної частоти.

В *асинхронних двигунах* (АД) при коефіцієнтах зворотної послідовності напруг, що зустрічаються на практиці ($K_{2U} < 0,05-0,06$), зниження обертового моменту АД виявляється дуже незначним. Вплив несиметрії на втрати в електродвигуні більшою мірою супроводжується скороченням терміну служби ізоляції.

При несиметрії напруг мережі в *синхронних двигунах* (СД) поряд з виникненням додаткових втрат, нагріванням статора і ротора можуть виникнути небезпечні вібрації в результаті появи знакозмінних обертаючих моментів і тангенціальних сил.

При значній несиметрії вібрація може виявитися небезпечною, особливо при недостатній міцності або наявності дефектів зварних з'єднань. При несиметрії струмів, що не перевищує 30 %, небезпечні перенапруження в елементах конструкцій, як правило, не виникають.

Додаткові втрати потужності в СД при несиметричному навантаженні викликають появу місцевих (локальних) нагрівів обмотки збудження, що призводить до необхідності знижувати струм збудження і тим самим зменшувати значення реактивної потужності (РП), яка видається в мережу. При цьому може виникнути необхідність знизити активне навантаження генератора або момент на валу СД.

Коливання напруги негативно позначаються на зоровому сприйнятті предметів, деталей, графічних зображень і, в кінцевому рахунку, на продуктивності праці й зорі працівників.

Фізіологічну основу сприйняття зорового образу становить, як відомо, робота зорового аналізатора, одна з основних частин якого – рецептор. Його основна функція полягає в перетворенні енергії подразника, що діє в нервовий процес. Подразником зорового аналізатора є світлова енергія. Процеси, що відбуваються в зоровому аналізаторі біологічної системи, як і всі процеси в природі, мають енергетичний сенс. Процес зорового сприйняття носить енергетичний характер. Зоровий аналізатор має певні енергетичні характеристики.

При наявності вищих гармонік в СЕП з'являються додаткові втрати в електричних машинах, трансформаторах і мережах; ускладнюється компенсація реактивної потужності (КРП) за допомогою БК; скорочується термін служби ізоляції електричних машин і апаратів; погіршується робота пристроїв автоматики, телемеханіки і зв'язку; мають місце й інші негативні наслідки.

При роботі асинхронних двигунів в умовах несинусоїдальної напруги їх коефіцієнт потужності та обертовий момент на валу знижуються. Практично вплив вищих гармонік на коефіцієнт потужності АД можна не враховувати. Аналогічно це стосується моментів, що створюють ВГ струму: вони не

перевищують кількох десятих відсотка моменту, що існують при промисловій частоті.

Батареї конденсаторів можуть тривало працювати при перевантаженні їх струмами ВГ не більше ніж на 30 %; допустиме підвищення напруги становить 10 %. Однак в цих умовах термін їх служби скорочується. У СЕП промислових підприємств, як правило, БК можуть виявитися в режимі, близькому до резонансу струмів на частоті будь-якої з гармонік. Внаслідок перевантажень вони виходять з ладу.

Облік електроенергії при несинусоїдальних режимах пов'язаний із значними похибками. Їх значення залежать від вимірювальної системи лічильника, його частотної характеристики, місця установки лічильника (на лінійному або нелінійному навантаженні) й інших факторів.

При вимірюванні потужності нелінійного навантаження $P_{нл}$ мають місце два зустрічні потоки потужності: основні частоти P_1 та ВГ $\sum_{n=2}^{\infty} P_n$. Нелінійне навантаження є джерелом ВГ, тому

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

Відповідно для лінійного навантаження справедливо

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

Ці вирази легко перетворюються до вигляду:

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

де $\gamma_{сч} = \sum_{n=2}^{\infty} \Delta P_n / P_1$ – сума похибок лічильника на частотах ВГ.

При $n > 1$ частотна похибка індукційного лічильника негативна, тому $\gamma_{сч} < 1$. Останні вирази дозволяють зробити висновок, що при нелінійних навантаженнях відбувається переоблік електроенергії, при лінійних – недооблік.

Результати впливу інтергармонік (міжгармонік)

Струми інтергармонік викликають викривлення напруги залежно від амплітуди складових струму й опору системи електропостачання на відповідній частоті. Чим більше гамма-частот складових струму, тим більше ризик виникнення небажаних резонансних явищ, що можуть збільшити викривлення напруги і призвести до перевантаження або порушення роботи обладнання споживача. Найбільш поширеними **наслідками впливу** інтергармонік є: тепловий ефект; низькочастотні коливання механічних систем; проблеми в роботі флуоресцентних ламп і електронного устаткування; створення перешкод сигналам захисту й управління в проводах електричної мережі; перевантаження пасивних фільтрів ВГ; перешкоди для телекомунікацій; акустичний вплив; насичення вимірювальних трансформаторів.

Провали напруги (ПН) виникають при комутації потужних електроприймачів, відключенні ПЛ у грозовий період з подальшим автоматичним повторним включенням (АПВ), при коротких замиканнях в СЕП та з інших причин.

Найбільшою мірою **негативні наслідки провалів напруги** позначаються на установках автоматики, телекомунікацій, релейного захисту. Їх прийнято називати перешкодо-чутливими елементами (ПЧЕ). Спрацьовування ПЧЕ під впливом електромагнітних перешкод у ряді випадків призводить до зупинки технологічного процесу. Як правило, допустимий час перерв електропостачання для промислових споживачів знаходиться в межах 0,1-0,3 с.

1.6. Електромагнітна складова втрат

При розрахунку складової втрат, зумовлених старінням ізоляції, відносне скорочення терміну її служби Δt_x представляється відповідним відносним збільшенням відрахувань B_{px} на реновацію електрообладнання $\Delta t_x = B_{px}$:

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

З останнього виразу випливає, що складова збитку ΔU_T обумовлена тепловим старінням ізоляції:

$$\Delta U_T = K B_{px} \Delta B_{px},$$

де B_{px} – нормативний коефіцієнт відрахувань на реновацію від капітальних витрат K .

Для практичного використання зручна оцінка збитку в залежності від суми щорічних приведених витрат – відношення $\Delta U_T / Z$. Для отримання відповідних формул скористаємося виразом для ΔZ_T у відносних одиницях, прийнявши суму капзатрат $K = 1$.

Враховуючи, що $B_{px} = \frac{1}{T_{ном}}$, де $T_{ном}$ – номінальний термін служби ізоляції:

$$B_{px} \Delta B_{px} = \frac{\Delta t_x}{T_{ном}}.$$

Вираз приведених витрат:

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

де E_n – нормативний коефіцієнт економічної ефективності ($E_n = 0,12$).

Відношення, що виводиться:

$$\frac{\Delta U}{Z} = \frac{\Delta t_x}{T_{ном}} \cdot \frac{T_{ном}}{1 + E_n T_{ном}} = \frac{\Delta t_x}{1 + E_n T_{ном}} = \xi_y, \quad (1.13)$$

де – ξ_y коефіцієнт збитку.

Таким чином

$$\Delta V = 3 \cdot \xi_y.$$

При $E_n = 0,15$ і $T_{ном} = 20$ років

$$\xi_y = \frac{\Delta t_x}{3,4}.$$

1.7. Використання теплових схем заміщення

Визначення температури нагрівання на основі теплових схем заміщення має поширення при теплових розрахунках електричних машин і апаратів, головним чином, на стадії проектування. При аналізі питань ЕМС метод теплових схем заміщення має обмежене застосування [49].

Ідея методу ґрунтується на рівнянні зв'язку теплових втрат ΔP , додаткової температури нагріву (перевищення температури Δt) та електричної провідності G в матричній формі

$$\Delta P = G \Delta Q, \quad (1.14)$$

де ΔQ – вектор-стовпець тривалого перевищення температури;

ΔP – вектор-стовпець теплових втрат, в.о ;

G – квадратна матриця теплових провідностей, Вт %.

Теплові схеми складаються аналогічно до електричної схеми, в якій напруга грає роль теплових втрат, активні опори відповідають тепловим опорам (рис. 1.1) [49, 104-105].

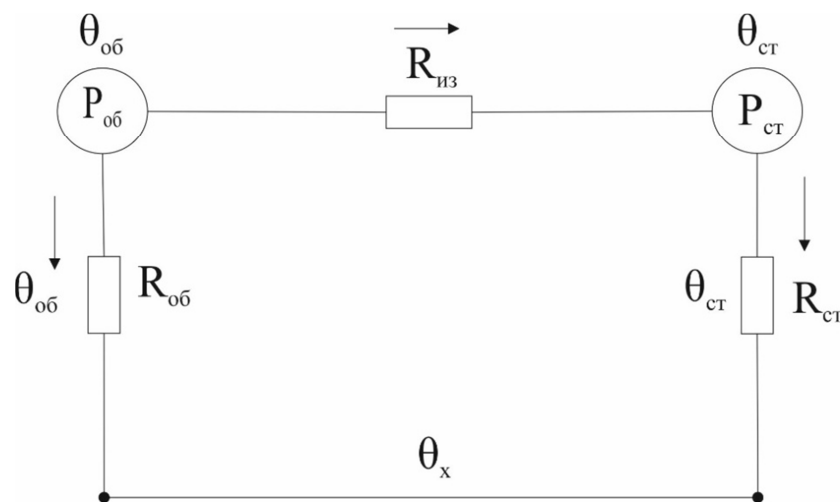


Рис. 1.1. Спрощена теплова схема заміщення статора електричної машини

Теплові провідності g відповідають тепловому опору R . На рис. 1.1 представлено спрощену теплову схему заміщення статора електричної машини змінного струму, в якій джерела нагріву – обмотки і сталь статора машини, а їх теплові втрати – $P_{об}$ і $P_{ст}$, середня температура нагріву – $\theta_{об}$ і $\theta_{ст}$. На схемі вказано також середні температури ізоляції Q_{13} й охолоджуючого середовища.

Система лінійних рівнянь для перевищення температури θ_1 і θ_2 за другим законом Кірхгофа

$$\begin{cases} \theta_1 \cdot (g_1 + g_{12}) - g_{12} \cdot \theta_2 = P_1 \\ \theta_2 \cdot g_{21} + (g_2 + g_{12}) \cdot \theta_1 = P_2 \end{cases} \quad (1.15)$$

де g_1 і g_2 – еквівалентні провідності.

$$P_1 = P_{об}; P_2 = P_{ст}; \quad \theta_1 = \theta_{об}; \quad \theta_2 = \theta_{ст}.$$

З рівнянь (1.15) маємо

$$\theta_1 = \frac{P_1 + K_{12} \cdot P_2}{g_1 + K_{12} \cdot g_2}; \quad \theta_2 = \frac{P_2 + K_{21} \cdot P_1}{g_2 + K_{21} \cdot g_1} \quad (1.16)$$

Знаменники виразів представляють собою еквівалентні провідності

$$g'_1 = g_1 + \frac{g_2 \cdot g_{12}}{g_2 + g_{21}}; \quad g'_2 = g_2 + \frac{g_1 \cdot g_{21}}{g_1 + g_{12}},$$

що можуть бути представлені відповідними схемами заміщення (аналог схем заміщення трансформатора).

Введення еквівалентних провідностей доцільне, тому що значення g_1 і g_2 легко визначаються розрахунковим шляхом або з використанням параметрів режимів холостого ходу та короткого замикання:

$$\lambda'_1 = \left(\frac{P_1}{\theta_1} \right)_{P_2=0} \quad \text{і} \quad \lambda'_2 = \left(\frac{P_2}{\theta_2} \right)_{P_1=0} \quad (1.17)$$

Аналогічно визначаються K_{12} і K_{21} і далі провідності $g_1 > g_2 > g_{12} > g_{21}$ (або відповідні опори).

Представлені рівняння дають змогу розрахувати перевищення температур $\theta_{об}$ і $\theta_{ст}$ при температурі охолоджуючого повітря $\theta_x = 0$.

Врахування значного числа сконструйованих елементів машини (апарату) призводить до істотного ускладнення еквівалентної теплової схеми заміщення. Це, як правило, потребує використання ЕОМ.

1.8. Застосування теплових моделей

Зниження терміну служби асинхронних двигунів (АД) при несинусоїдальності напруги пов'язують, насамперед, з тепловим старінням ізоляції через збільшення температури обмотки стартера. Так як опір зворотної послідовності АД у 5-7 разів менше опору прямої послідовності, то при наявності навіть невеликої несиметрії напруг виникає значна несиметрія

струмів, що викликає додатковий нагрів і прискорене старіння ізоляції обмотки статора. При несинусоїдальній напрузі виникає перегрів за рахунок додаткових втрат активної потужності в обмотках статора, ротора і сталі АД (додаткові втрати активної потужності в сталі враховують тільки при точних розрахунках) [49, 83-92].

Значно впливають на теплове старіння ізоляції і, відповідно, скорочення терміну служби АД відхилення напруги. Температуру обмотки статора найчастіше визначають за допомогою еквівалентних теплових схем заміщення. В більшості випадків застосовують трифазну модель і вважають, що двигун працює при незмінній температурі навколишнього середовища.

При розрахунку додаткових втрат активної потужності, зумовлених несинусоїдальністю і несиметрією напруг, приймають припущення, що вони пропорційні втратам в обмотці статора при номінальному струмі й не залежать від навантаження двигуна.

Для визначення додаткового нагріву ізоляції обмотки статора при несинусоїдальній і несиметричній напрузі можна використовувати узагальнену теплову модель АД (рис 1.2) з наведеними позначеннями:

θ_1 – середнє перевищення температури обмотки статора АД;

$\Delta P_1, \Delta P_2, \Delta P_3$ – втрати активної потужності відповідно в: обмотці статора, обмотці ротора і сталі;

R_{11}, R_{12}, R_{13} – узагальнені теплові опори еквівалентної теплової схеми заміщення.

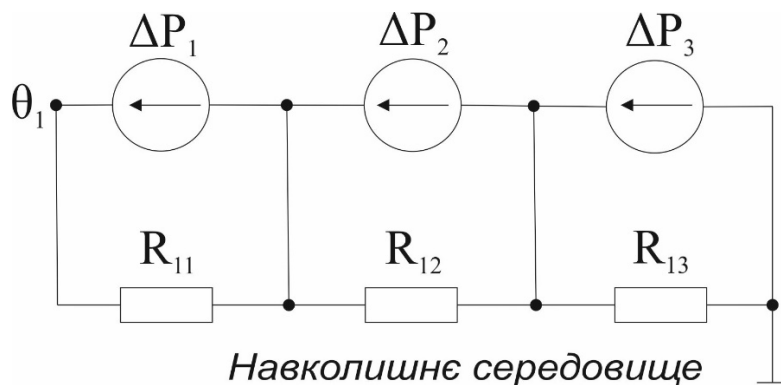


Рис. 1.2. Узагальнена теплова модель асинхронного двигуна

Втратами на тертя в підшипниках нехтують, враховуючи їх незначний вплив на нагрівання двигуна. Однак, додаткові втрати, що приймаються рівними 1 % від номінальної потужності, враховуються і додаються при розрахунках в обмотці ротора.

Загальна теплова схема заміщення (рис. 1.2) дозволяє розрахувати тільки середнє підвищення температури обмотки статора АД, оскільки саме ця температура визначає тепловий стан двигуна з точки зору надійності, очікуваного терміну служби і перевантажувальної здатності.

Таким чином,

$$\theta_1 = R_{11} \cdot \Delta P + R_{12} \cdot \Delta P_2 + R_{13} \cdot \Delta P_3, \quad (1.18)$$

Невідомі теплові опори в рівнянні (1.18) визначаються за допомогою трьох дослідів, один з яких подібний досліді холостого ходу, два інших – досліді короткого замикання. Розрахунок засновано на точних вимірах перевищення температури обмотки статора і втрат в АД при проведенні цих дослідів. Похибка розрахунку зазначеним методом становить 2-3⁰ С.

Теплові опори можуть бути розраховані за допомогою емпіричних виразів

$$R_{11} \cong \frac{K}{D_{a1}l_1}; \quad R_{12} \cong R_{13} \cong 0,6R_{11}, \quad (1.19)$$

де D_{a1} – зовнішній діаметр осердя статора, см;

l_1 – довжина осердя статора, см;

K – коефіцієнт, що дорівнює 27, для АД потужністю 0,5-10кВт і 35 – для АД потужністю 11-250 кВт.

Прийнята модель дозволяє визначити середнє перевищення температури θ_1 обмотки статора АД, в той час, як довговічність роботи ізоляції визначається максимальною температурою обмотки θ_{lmax} . З цієї причини деякі закордонні фірми регламентують певний діапазон відношення θ_{lmax}/θ_1 . Наприклад, нормами *VDE* встановлюється наступний діапазон відношення θ_{lmax}/θ_1 : при температурі навколишнього середовища +40⁰С: $1,07 \leq \theta_{lmax}/\theta_1 \leq 1,15$.

Норми *NEMA* регламентують для закритих двигунів умову $1,18 \leq \theta_{lmax}/\theta_1 \leq 1,22$ і для вентильних двигунів $1,27 \leq \theta_{lmax}/\theta_1 \leq 1,3$.

Чим менше співвідношення θ_{lmax}/θ_1 , тим досконаліша конструкція і краще використовуються конструктивні та електротехнічні матеріали.

Згідно з ГОСТ 183-74 при температурі навколишнього середовища +40⁰С регламентується різниця ($\theta_{lmax} - \theta_1$), що приймається неоднаковою для різних класів нагрів стійкості.

Використовуючи розглянуту модель нагріву АД, можна визначити відносне скорочення терміну служби ізоляції.

Додатковий нагрів АД за рахунок струмів ВГ

$$\Delta\tau_n = \Delta P_1 R_{11} \sum_{n=2}^n \sqrt{n} I_{n^{**}}^2 + \Delta P_2 R_{12} \sum_{n=2}^n \sqrt{n \pm 1} I_{n^{**}}^2, \quad (1.20)$$

де $I_{n^{**}} = I_n/I_{ном}$ – відносне значення току n -ї гармоніки.

Вираз для $\Delta\tau_n$ отримано з урахуванням припущення: додатковими втратами в сталі за рахунок ВГ можна знехтувати.

При наявності несиметрії напруги додатковий нагрів АД

$$\Delta\tau_{(2)} = \frac{2K_{2U}^2}{100} \theta_1, \quad (1.21)$$

де K_{2U} – коефіцієнт несиметрії напруги за зворотною послідовністю, % .

Додатковий нагрів АД при ВН

$$\Delta\tau_{ВН} = 60\Delta U, \quad (1.22)$$

де ΔU – відхилення напруги, в.о.

У **батареях конденсаторів (БК)**, для компенсації реактивної потужності з'єднаних в трикутник, додаткові втрати при несиметрії, кВт

$$\Delta P_2^{\text{БК}} = Q_{\text{НОМ}}^{\text{БК}} \alpha_{U^*}^2 \text{tg} \delta,$$

де $Q_{\text{НОМ}}^{\text{БК}}$ – трьохфазна номінальна потужність БК, квар;

δ – кут діелектричних втрат;

α_U – враховує підвищення напруги при установці БК.

Сумарні втрати в **повітряних і кабельних лініях електропередач** у несиметричному й несинусоїдному режимах визначаються за формулою

$$\Delta P_{\text{ЛЕП}} = (3I_1^2 + 3I_2^2 + 1.41 \sum_{n=2}^{40} \sqrt{n} \cdot I_n^2) \cdot R,$$

де I_1, I_2 – діючі значення струмів прямої і зворотної послідовностей;

R – активний опір фази ЛЕП ($R = R_A = R_B = R_C$).

1.9. Приклади розрахунків

Приклад 1.1

Визначити значення додаткових втрат потужності в трансформаторі ГПП підприємства типу ТРДН-32000/150 від ВГ та несиметрії при наявності в спектрі гармонік напруги: $U_5 = 2,2 \%$, $U_7 = 1,8 \%$, $U_{11} = 0,7 \%$, $U_{13} = 0,55 \%$. Несиметрія становить $K_{2U} = 2,1 \%$. У нормальному режимі трансформатор завантажений на 65 %.

Розв'язання

• Значення втрат у трансформаторі в нормальному режимі на частоті основної гармоніки:

$$\Delta P_{\text{НОМ}} = k_3^2 \Delta P_{\text{кз}} = 0,62^2 \cdot 145 = 61,26 \text{ кВт}$$

• Значення додаткових втрат від ВГ:

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

• Значення втрат при несиметрії:

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

Приклад 1.2

Визначити значення додаткових втрат потужності в асинхронному двигуні типу А4-450У-4У3 ($P_{\text{НОМ}} = 1000 \text{ кВт}$, $K_n = 5,7$, $\eta_{\text{НОМ}} = 95,5 \%$) від ВГ і несиметрії при наявності в спектрі наступних гармонік напруги: $U_{11} = 1,9 \%$, $U_{13} = 1,5 \%$. Несиметрія складає $K_{2U} = 1,8 \%$.

Розв'язання.

- Втрати в АД при номінальному режимі роботи:

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

- Значення додаткових втрат від ВГ:

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

- Значення додаткових втрат від несиметрії:

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

Приклад 1.3. Визначити значення додаткових втрат потужності в синхронному двигуні типу СДН-2-17-89-6У3 ($P_{\text{ном}} = 4000 \text{ кВт}$, $K_n = 7$, $\eta_{\text{ном}} = 97,1\%$) від ВГ і несиметрії при наявності в спектрі наступних гармонік напруги: $U_5 = 3,5\%$, $U_7 = 2,1\%$. Несиметрія складає $K_{2U} = 2,4\%$.

Розв'язання.

- Втрати в СД при номінальному режимі роботи:

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

- Значення додаткових втрат від ВГ:

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

- Значення додаткових втрат від несиметрії:

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

Глава 2. ЕЛЕКТРОМАГНІТНА СУМІСНІСТЬ В ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЦІ

2.1. Електромагнітні перешкоди в системах електропостачання

На об'єктах електроенергетики електромагнітні процеси, що являють собою сукупність електромагнітних явищ, мають свої характерні особливості. Так, на електричних станціях, підстанціях, лініях електропередачі мають місце постійні в часі значні напруженості електричного і магнітного полів промислової частоти (відповідно до 25 кВ/мм і 10^3 А/м). Пристрої управління, передачі даних, сигналізації є джерелами високочастотних перешкод.

Складність електромагнітних процесів залежить від наявності полів штучного та природного походження, причому найчастіше превалюють напруженості штучного походження. Зміна режимів роботи електроенергетичних пристроїв, виникнення аварійних ситуацій (короткі замикання тощо) породжують швидку зміну електромагнітних полів штучного походження, що призводить до збурення сталих електромагнітних процесів.

В якості джерел електромагнітних перешкод, що створюються технічними засобами в навколишньому просторі у вигляді електричних, магнітних або електромагнітних перешкод (або струмів, або напруги у провідному середовищі), впливають на автоматичні системи управління об'єктами виробництва, можуть бути:

- електромагнітні перехідні процеси в електричних мережах при комутації, а також коротких замиканнях, спрацювання розрядників;
- перехідні процеси при ударах блискавки в установку або поблизу неї;
- електромагнітні збурення в колах оперативного струму;
- електрообладнання, що працює у змінному режимі (зварювальний апарат, кранове обладнання, електроінструмент, побутові електроприлади та ін.).

У пристроях автоматики й автоматизованих систем можливе виникнення явищ, що призводять до їх неправильного функціонування: перехідний опір у контактах, верифікація часу комутацій, дрейф параметрів елементів і термоелектричні ефекти в точках з'єднання різних матеріалів. Електромагнітні збурення є джерелом електромагнітних перешкод (ЕМП), які згідно з визначенням МЕК являють собою будь-які електромагнітні явища, що можуть погіршити роботу технічних засобів або несприятливо впливати на живу чи неживу матерію. Відзначають наступні типи перешкод: синусоїдальні (зокрема, постійно діючі, періодичні, вузькосмугові перешкоди у формі змінної напруги 50 Гц або більшої частоти), прямокутні, періодичні затухаючі одноразові імпульси і поодинокі імпульси, утворені двома компонентами.

Перешкоди в системах управління електротехнічними об'єктами розглядаються як синфазні або протифазні напруги.

Можливі діапазони значень параметрів ЕМП представлені в табл. 2.1 [26, 34, 104].

Таблиця 2.1

Можливі діапазони значень параметрів перешкод

Параметр	Позначення	Значення
Частота, Гц	f	0-10 ¹⁰
Максимальне значення напруги, В	U_{max}	10 ⁻⁶ -10 ⁶
Швидкість зміни напруги, В/с	du/dt	0-10 ¹²
Напруженість електричного поля, В/м	E	0-10 ⁵
Максимальне значення струму, А	I_{max}	10 ⁻⁹ -10 ⁵
Швидкість зміни струму, А/с	di/dt	0-10 ¹¹
Напруженість магнітного поля, А/м	H	0 ⁻⁶ -10 ⁸
Час наростання імпульсу, с	T_r	10 ⁻⁹ -10 ⁻²
Тривалість імпульсу, с	τ	10 ⁻⁸ -10
Енергія імпульсу, Дж	W	10 ⁻⁹ -10 ⁷

2.2. Інтергармоніки в електричних мережах

В електротехнічних пристроях найчастіше зустрічаються і мають найбільший негативний вплив так звані *інтергармонічні перешкоди*. Їх розгляду присвячено наступний матеріал.

Відома градація різних гармонічних складових:

Гармоніка: $f = hf_1$, де $h > 0$ (h – ціле число).

Інтергармоніка: $f \neq hf_1$, де $h > 0$ (h – ціле число).

Субгармоніка: $0 \text{ Гц} < f < f_1$.

Тут f_1 – основна частота живлячої мережі.

Інтергармоніки (ІГ) – це складові з частотами, не кратними частоті живлячої мережі. В амплітудно-частотному спектрі вони знаходяться між канонічними (вищими) гармоніками, включаючи основну, а також між постійною складовою й основною гармонікою. Неканонічні гармоніки і субгармоніки розглядаються як окремі випадки ІГ.

2.2.1. Джерела інтергармонік

Джерелами інтергармонік є споживачі, які постійно або короткочасно працюють в перехідному режимі. Цей режим обумовлений або зміною навантаження, що пов'язано з режимом технологічного процесу, або особливостями електромагнітних процесів при роботі електричних пристроїв (наприклад, почергова робота вентилів перетворювачів частоти (ПЧ). У першому випадку процеси зміни струмів (напруг) носять випадковий характер, тобто є неперіодичними. У другому, якщо знехтувати впливом різних випадкових збурень, процеси зміни струмів (напруг) джерел ІГ можна розглядати як періодичні. Цим обумовлюється підхід до аналізу і розрахунку ІГ, що генеруються різними джерелами.

Інтергармоніки з'являються в результаті модуляції основної частоти і ВГ іншими частотними складовими і спостерігаються при роботі статичних ПЧ (циклоконвертори, асинхронні двигуни (АД), асинхронні перетворювальні каскади, дугові печі, зварювальні машини та ін.).

У загальному випадку ІГ діють як і ВГ, причому їх вплив може виявитися сильнішим, ніж вплив ВГ.

Наявність ІГ обумовлює виникнення додаткових втрат активної потужності та ЕЕ. Якщо нелінійне навантаження з опором Z_0 , що є джерелом ВГ і ІГ, приєднане до джерела синусоїдальної ЕРС $e_1(t)$ з опором $Z_S(R_S, L_S)$, то струм $i(t)$ можна представити як

$$i(t) = i_1(t) + i_{hh}(t) + i_{ih}(t),$$

де $i_1(t)$, $i_{hh}(t)$, $i_{ih}(t)$ – струми основної гармоніки (ВГ та ІГ відповідно). Або

$$i(t) = i_1(t) + \sum_{k=2}^{\infty} i_{hhk}(t) + \sum_{n=2}^{\infty} i_{ihn}(t).$$

Напруга на затискачах навантаження

$$u_{AB}(t) = e_1(t) + i(t)R_S + L_S \frac{di}{dt}.$$

Таким чином оцінюється вплив інтергармонік на параметри режиму електричної мережі.

2.2.2. Вентильні перетворювачі (ВП)

На практиці найбільше поширення отримали трифазні мостові схеми ВП, що обумовлено масовим застосуванням тиристорів. Ці схеми є також основою для побудови більш складних схем багатофазних перетворювачів, що працюють, як правило, на проти ЕРС або активно-індуктивному навантаженні. В цьому випадку, в припущенні нескінченно великої індуктивності ланцюга випрямленого струму, крива мережевого струму при з'єднанні первинної обмотки перетворювача в зірку має вигляд, приведений на рис. 2.1.

Форма кривої залежить від кута керування α , що задається системою імпульсно-фазового управління, кута комутації γ і визначається за виразом:

$$\gamma = \arccos(\cos \alpha - I_d X_{K*}), \quad (2.1)$$

де I_d – відносне (у частках номінального) значення випрямленого струму;

X_{K*} – відносне значення індуктивного опору контуру комутації, зведене до потужності трансформатора перетворювача (для некерованого перетворювача: $\alpha = 0$; $\cos \alpha = 1$ (рис. 2.2)).

Порядок (номери) ВГ мережевих струмів визначається виразом

$$n = kp \pm 1, \quad (2.2)$$

де p – пульсність перетворювача; $k=1; 2; 3 \dots$

Для мостового перетворювача, у якого $p = 6$, $n = 5; 7; 11; 13; 17; 19; 23; 25$.

Початкова фаза гармоніки визначається за формулою

$$\Psi_n = n\Psi \quad (2.3)$$

У практичних розрахунках Ψ зручно знаходити за формулою

$$\Psi = \arccos \frac{U_d}{U_{do}}, \quad (2.4)$$

де U_d і U_{d0} – середнє значення випрямленої напруги перетворювача в режимах навантаження та холостого ходу відповідно.

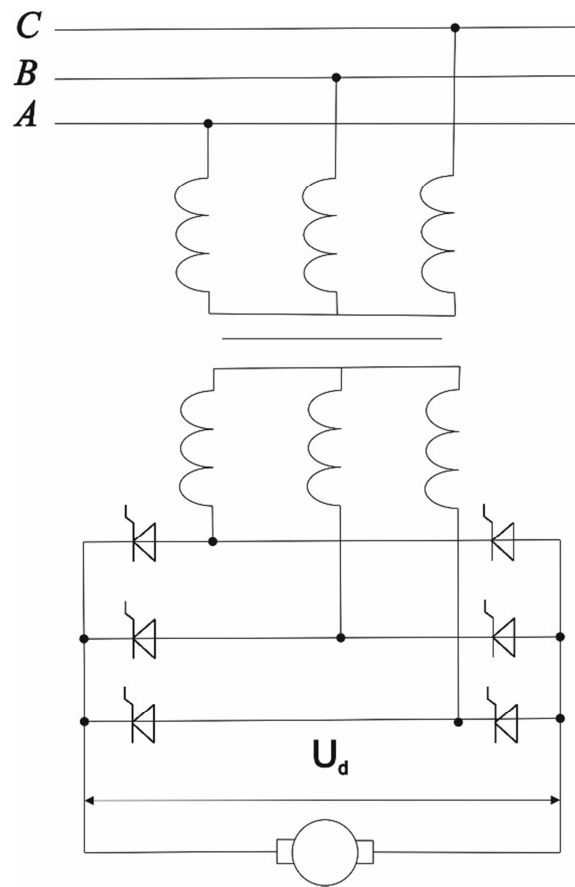


Рис. 2.1. Трифазна мостова схема ВП

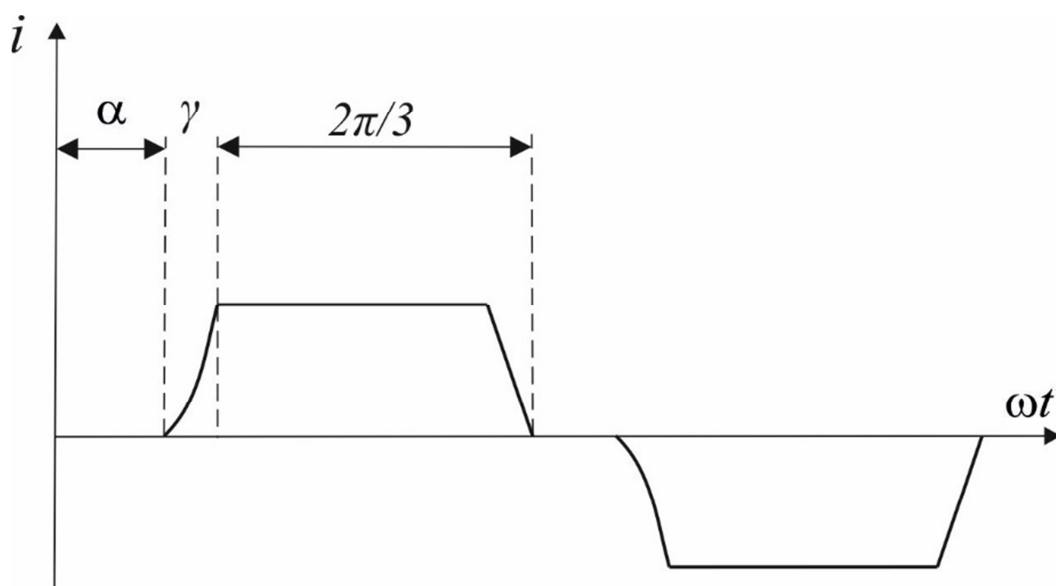


Рис. 2.2. Крива первинного струму 6-пульсного перетворювача при з'єднанні мережевої обмотки анодного трансформатора в зірку

У розглянутому випадку

$$U_{do} = 1.35 E_2,$$

де E_2 – вторинна фазна ЕРС трансформатора.

Для некерованих перетворювачів, що працюють з кутом комутації γ_0 ,

$$\frac{I_n}{I_1} = K_{I(n)} = \frac{\sin \left[(n-1) \frac{\gamma_0}{2} \right]}{n(n-1) \frac{\gamma_0}{2}}.$$

Відомі спрощені формули для оцінки ВГ струму.

Для керованих ВП

$$I_{n*} = \frac{1}{\left(n - \frac{5}{n} \right)^{1.2}}.$$

Для некерованих ВП

$$I_n = \frac{I_1}{1.2 \left(n - \frac{5}{n} \right)} \quad (2.5)$$

або

$$I_n = 5.25 b_n S_p$$

де S_p – потужність ВП, МВА.

Розрахунки за формулою:

n	5	7	11	13	17	19	23	25
I_n	20.8	13.2	7,9	6,6	5,0	4,4	3,7	3,4

Якщо мостовий перетворювач підключається без трансформатора до шин, до яких приєднано також батареї конденсаторів, то крива мережевого струму набуває прямокутно-ступеневої форми ($\gamma \approx 0$). У цьому випадку

$$\frac{I_n}{I_1} = K_{I(n)} = 1/n \quad (2.6)$$

Остання формула широко використовується на практиці й у випадках, коли є трансформатор ВП. Однак значення при цьому виявляються завищеними: для $n = 5; 7$ похибка може сягати 10-15 %, для $n = 11; 13$ – до 20%.

Наближено відносне діюче значення ВГ струму K_I , що генеруються 6-пульсним ВП, становить:

$$K_I = \sqrt{\frac{1}{5^2} + \frac{1}{5^2} + \frac{1}{5^2} + \dots} = \sqrt{\frac{\pi^2}{9} - 1} \approx 0.312.$$

Для 12-пульсних ВП (одна зі схем, що дозволяє реалізувати 12-пульсний режим, спрощено представлена на рис. 2.3) $n = 11; 13; 23; 25 \dots$; $K_I = 0,133$.

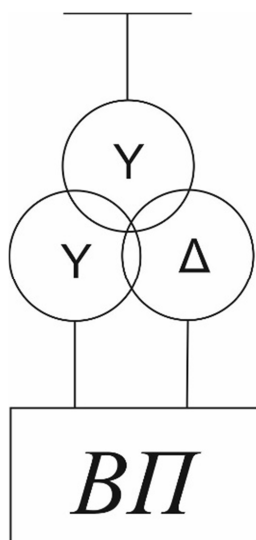


Рис. 2.3. Схема 12-пульсного ВП

2.2.3. Трансформатори як джерела вищих гармонік

Силкові трансформатори є джерелами ВГ струму намагнічування. Внаслідок несиметрії магнітопроводу трифазних тристрижневих трансформаторів діючі значення струмів крайніх фаз у 1,3–1,35 рази більше значень струму намагнічування середньої фази. З цієї ж причини в намагнічувальних струмах є всі непарні ВГ, у тому числі й кратні трьом. Ці ВГ утворюють системи прямої та зворотної послідовностей. Найбільшу частку, крім основної, мають 3, 5 і 7-ма гармоніки. Слід зазначити, що амплітудний спектр намагнічувальних струмів практично однаковий при схемах з'єднань «зірка–зірка» і «зірка–трикутник».

Діючі значення ВГ намагнічувальних струмів фаз I_{nf} розраховуються за формулою

де I_{μ} – номінальне значення намагнічувального струму.

Усереднені значення коефіцієнта k_{nf} (%):

Гармоніка	Крайня фаза	Середня фаза
3-а	0,1	0,2
5-а	0,29	0,22
7-а	0,12	0,1

При відхиленнях напруги на затискачах трансформатора від номінального значення на $\Delta\tau$ (%) ВГ намагнічувального струму перераховують за формулою

$$(2.7)$$

Значення коефіцієнтів ρ при $\Delta\tau = 1$ % наведено в табл. 2.2.

Таблиця 2.2

n	Значення ρ (%) при		n	Значення ρ (%) при	
	$U < U_{ном}$	$U > U_{ном}$		$U < U_{ном}$	$U > U_{ном}$
1	-0,05	0,12	5	-0,05	0,16
3	-0,05	0,14	7	-0,05	0,2

2.2.4. Підсумовування ВГ струму нелінійних навантажень

Нелінійні навантаження, що працюють у спокійному режимі. До таких навантажень відносяться ВП головних приводів безперервних прокатних станів. Довгостроково працюють з практично незмінним випрямленим струмом перетворювачі електролізного виробництва хлорних станцій:

$$\dot{I}_{n\Sigma} = \sum_{p=1}^n \dot{I}_{np}, \quad (2.8)$$

де \dot{I}_{np} – комплекс струму n -ї гармоніки p -го джерела з урахуванням діючого значення I_{np} і початкової фази φ_{np} ; p – число навантажень.

При нехтуванні кутами комутації ВП можна скористатися простою залежністю

$$I_{n\Sigma} = \frac{S_{\Sigma} k_{n\Sigma}}{\sqrt{3} U_{ном} n}, \quad (2.9)$$

де S_{Σ} – розрахункова повна потужність ВП; $k_{n\Sigma}$ – коефіцієнт, що враховує наявність зсуву по фазі між ВГ струму окремих перетворювачів у комплексній формі

$$\dot{k}_{n\Sigma} = \sum_{p=1}^n \dot{k}_{np}, \quad (2.10)$$

де $\dot{k}_{np} = \frac{S_p}{S_{\Sigma}} e^{j\varphi_{np}}$; S_p – значення повної потужності p -го нелінійного навантаження.

При орієнтовних розрахунках в мережах з ВП можна приймати: $k_{n\Sigma} = 0,9$ для $n = 5; 7$; $k_{n\Sigma} = 0,75$ для $n = 11; 13$; для дугових і люмінесцентних ламп $k_{n\Sigma} = 1$ для всіх n .

У разі, коли нелінійними навантаженнями є 6-ти та 12-пульсні ВП, середньоквадратичне значення повних потужностей, що дорівнюють $S_{ср.кв\Sigma}^{(6n)}$ і $S_{ср.кв\Sigma}^{(12n)}$ відповідно, еквівалентні струми ВГ визначають за формулою:

$$I_{ср.квn\Sigma} = \frac{S_{ср.кв}^{(6n)}}{\sqrt{3} U_{ном} n} \quad \text{для } n = 5; 7; 11; 13 \dots; \quad (2.11)$$

$$I_{ср.квн\Sigma} = \frac{\sqrt{[S_{ср.кв}^{(6n)}]^2 + [S_{ср.кв}^{(12n)}]^2}}{\sqrt{3}U_{ном}n}. \quad (2.12)$$

Як відомо,

$$I_{ср.квн\Sigma} = \sqrt{M^2[I_{n\Sigma}] + \sigma_{I_{n\Sigma}}^2}. \quad (2.13)$$

Оскільки для розглянутих навантажень початкові фази ВГ розподілені рівномірно в діапазоні $0-2\pi$, то при наявності "спокійних" навантажень значення $S_{ср.кв\Sigma}$ можна визначити з виразу (2.11). Ця рекомендація справедлива, якщо повна потужність "спокійних навантажень" не перевершує 40 % від потужності різкозмінних навантажень. При цьому додаткова похибка визначення $I_{n\Sigma}$ не перевершить 10 %.

2.3. Застосування перетворення Фур'є для визначення інтергармонік

2.3.1. Безпосереднє застосування перетворення Фур'є

Для визначення амплітуд і частот ІГ можливе застосування перетворення Фур'є безпосередньо до графіків випадкових процесів $I(t)$ і $U(t)$, де $I(t)$ і $U(t)$ – огибаючі кривих графіків діючих значень струму і напруги. Очевидно, що розкладання буде характеризувати гармонічний склад конкретної реалізації випадкового процесу на інтервалі стаціонарності.

На рис. 2.4,*а* приведено графік змінення струму дугової сталеплавильної печі (ДСП) на ділянці стаціонарності за 60 с, на рис. 2.4,*б* – спектр діючих значень струму цього графіку. Дискретний спектр отримано шляхом гармонічного аналізу з використанням швидкого перетворення Фур'є (ШПФ). З аналізу дискретного спектру випливає, що ІГ струму виявляються в діапазоні 0–2,5 Гц. Для оцінки енергії ІГ необхідно підсумувати квадрати їх діючих значень (для даного графіка це значення становить $7.64 \cdot 10^3 \text{ A}^2$).

Спектр випадкового процесу зміни струму є безперервним. Енергія безперервного спектру визначається площею під кривою спектру і чисельно дорівнює дисперсії процесу. На рис. 2.5 наведено приклад реалізації графіків струму навантаження та коефіцієнта потужності дугової печі потужністю 160 МВА.

Параметри випадкового процесу струму навантаження ДСП-100 у фазі *B* за даними [58]:

- дисперсія випадкового процесу струму навантаження (D_1)

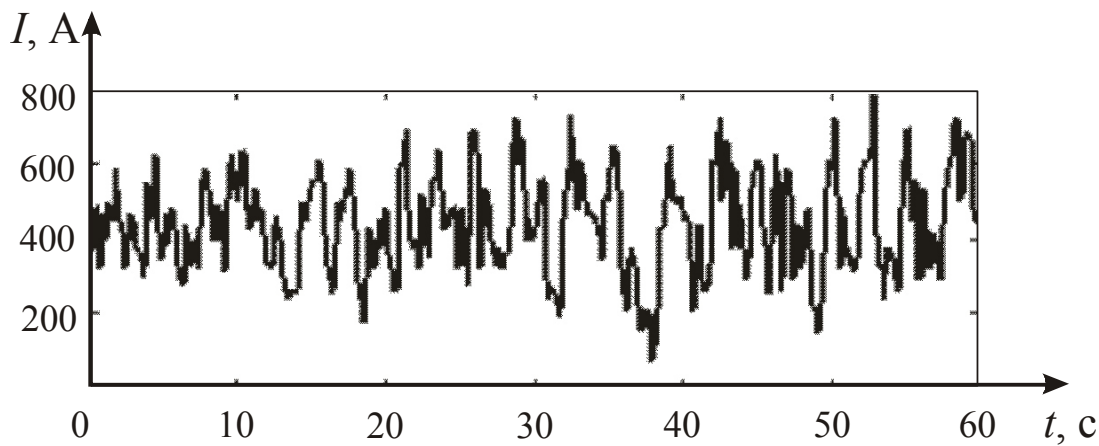
$$D_1 = 8740,8 \text{ A}^2;$$

- коефіцієнт затухання кореляційної функції (КФ) (α)

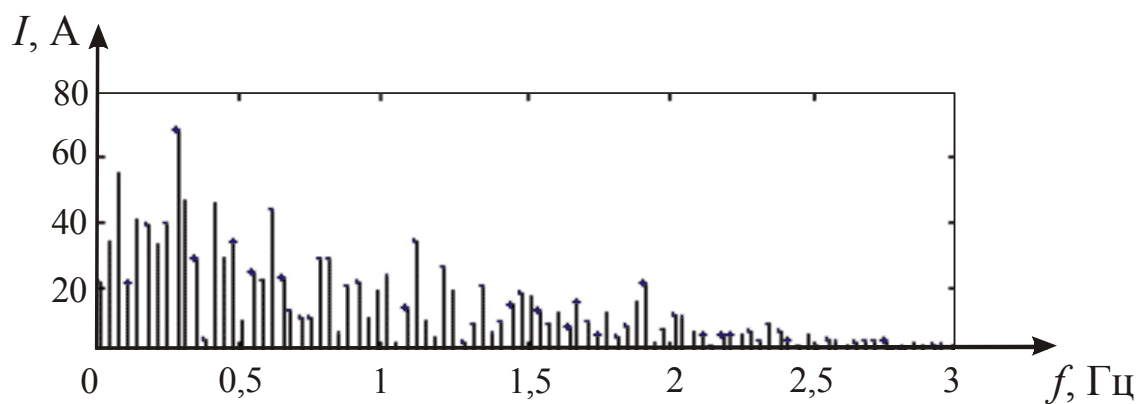
$$\alpha = 2,5 \text{ c}^{-1};$$

- власна частота КФ (ω_1)

$$\omega_1 = 1,57 \text{ c}^{-1}.$$



а)

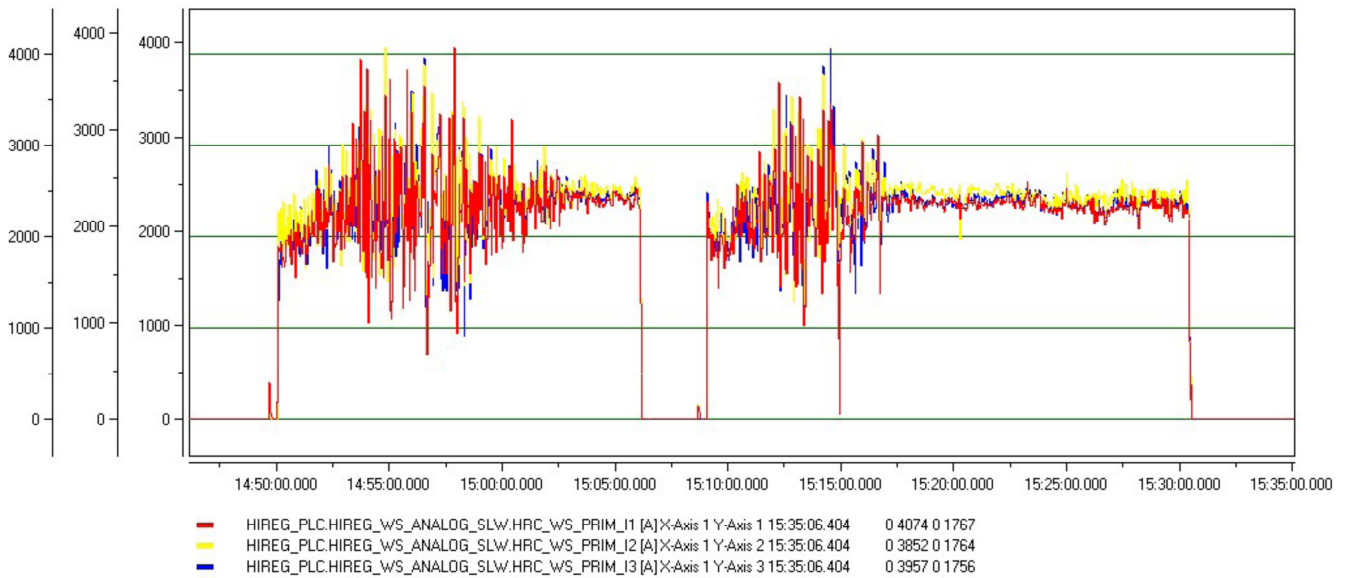


б)

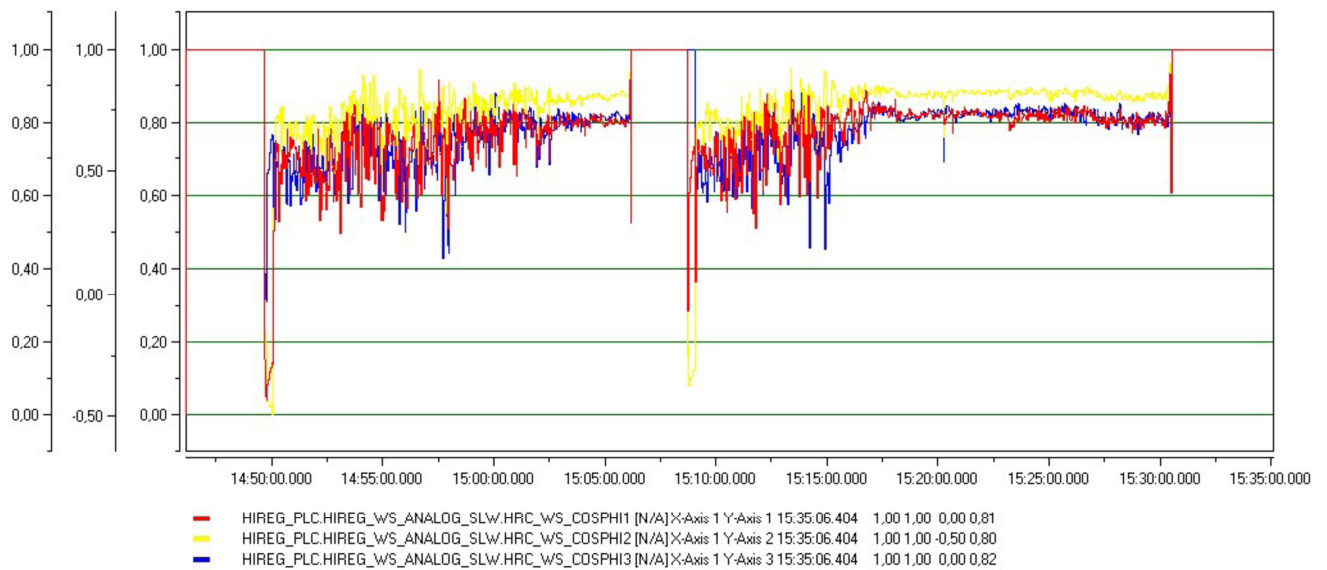
Рис. 2.4. Графік струму навантаження фази В печі ДСП-100 (а) і його амплітудний спектр (б)

Достатньо близькі значення енергії (дисперсій), відповідні амплітудному спектру графіка навантаження і спектру ($7,04 \cdot 10^3$ і $8,74 \cdot 10^3$), а також форма графіків свідчать про доцільність застосування аналізу Фур'є БПФ. Значення амплітуд гармонічних складових дискретного спектра залежить від обраного кроку дискретизації $\Delta t = 1/T$, де T – інтервал часу, на якому визначається випадковий процес. Дисперсія процесу практично не залежить від Δt , тобто є постійною.

Таким чином, застосування гармонічного аналізу до графіку зміни кривої струму (напруги) дозволяє оцінити енергію випадкового процесу (тобто енергію Π) й отримати уявлення про розподілення Π по осі частот.



a)



б)

Рис. 2.5. Графік струму навантаження (а) та графік коефіцієнта потужності $\cos \varphi$ (б) дугової печі потужністю 160 МВА

2.3.2. Застосування кореляційних функцій

Відомо, що незатухаюча частина КФ (так званий «хвіст») містить тієї ж частоти, що і сам випадковий процес. Тому для аналізу спектрального складу періодичних складових струму доцільно застосувати перетворення Фур'є до «хвоста» КФ.

Як уже зазначалось, «хвіст» КФ характеризує періодичні складові в випадковому процесі зміни струму навантаження. По дискретному спектру отримано, що на долю енергії періодичних складових доводиться 20 % загальної енергії випадкового процесу зміни струму навантаження.

Частка енергії дискретного спектра ІГ в системах електропостачання з ДСП і електрозварювальними установками в середньому становить 10–25 % від загальної енергії змішаного спектра.

2.4. Розрахунок інтергармонік струмів і напруг

2.4.1. Теорема Рейлі

Розкладання в ряд Фур'є неперіодичних функцій, як відомо, не застосовується. Для таких функцій замість ряду Фур'є використовуються їх образи на основі інтегралу Фур'є, так як для процесу $\xi(t)$ інтеграл Фур'є:

$$\xi(t) = \frac{1}{2\pi} \int_{-\infty}^{\infty} e^{j\omega t} \int_{-\infty}^{\infty} f(t) e^{-j\omega t} dt, \quad (2.14)$$

в якому

$$f(t) = \frac{1}{2\pi} \int_{-\infty}^{\infty} S(\omega) e^{j\omega t} d\omega; \quad (2.15)$$

$$S(\omega) = \int_{-\infty}^{\infty} \xi(t) e^{-j\omega t} dt. \quad (2.16)$$

В останній формулі підінтегральна функція представляє окремі нескінченно малі коливання з нескінченно малою амплітудою dA :

$$\frac{1}{\pi} S(\omega) e^{j\omega t} d\omega = dA e^{j\omega t},$$

і

$$S(\omega) = \pi \frac{dA}{d\omega}.$$

Звідси випливає, що $S(\omega)$ виражає не амплітуду, а так звану *спектральну густину процесу* або *комплексний спектр неперіодичного процесу* $\xi(t)$. Модуль $|S(\omega)|$ іноді називають просто спектром. Неперіодична функція (процес $\xi(t)$) представляється сумою нескінченно великого числа нескінченно малих коливань нескінченно близьких по частоті, утворюючих так званий суцільний спектр. Спектр квадрата процесу ξ^2 визначає його енергію E_T , що виділяється за час T :

$$E_T = \int_0^T \xi^2 dt = \frac{1}{\pi} \int_0^{\infty} |S(\omega)|^2 d\omega. \quad (2.17)$$

Останній вираз теореми Рейлі для кінцевого часу T . Відповідно середня потужність процесу P_T :

$$P_T = \frac{E_T}{2} = \frac{1}{\pi T} \int_0^{\infty} |S(\omega)|^2 d\omega.$$

Вираз $\frac{1}{\pi} \frac{|S(\omega)|^2}{T} = G(\omega)$ називають енергетичним спектром.

Добуток $G(\omega)d\omega$ – потужність, що припадає на одиницю частоти, тобто $G(\omega)$ представляє собою спектральну густину потужності та усереднене розподілення потужності по частоті.

2.4.2. Елементи спектрально-кореляційної теорії випадкових процесів

Спектральні густини $S(\omega)$, $G(\omega)$ і так званий коефіцієнт кореляції КФ відносяться до основних елементів спектрально-кореляційної теорії випадкових процесів. Коефіцієнт кореляції відображає статистичний зв'язок між значеннями одної і тієї ж випадкової функції, взятої в моменти часу t_1 і t_2 . При $t_1 = t_2 = t$ функція (коефіцієнт) кореляції численно співпадає з дисперсією процесу $D = \sigma^2$ (σ – середньоквадратичне відхилення) і більш повно характеризує випадковий процес, ніж D є частковим випадком КФ.

В практичних задачах Smart Grid і електропостачання використовуються, здебільшого, КФ виду

$$K(\tau) = D e^{-\alpha|\tau|}, \quad (2.19)$$

$$K(\tau) = D e^{-\alpha|\tau|} \cos \omega_1 \tau, \quad (2.20)$$

$$K(\tau) = D e^{-\alpha|\tau|} \left(\cos \omega_1 \tau + \frac{\alpha}{\omega_1} \sin \omega_1 |\tau| \right), \quad (2.21)$$

де D – дисперсія випадкового процесу, A^2 ;

α – коефіцієнт затухання КФ, c^{-1} ;

ω_1 – власна частота КФ, c^{-1} .

Пряме перетворення Фур'є пов'язує КФ процесу $K_i(\tau)$ і його енергетичний спектр (спектральну густину) $G_i(\omega)$

$$G_i(\omega) = \frac{1}{2\pi} \int_{-\infty}^{\infty} K_i(\tau) e^{-j\omega\tau} d\tau.$$

Спектральна густина $G_i(\omega)$ кривої струму різкозмінного нелінійного навантаження представлена у вигляді амплітудно-модульованого коливання і складається з двох складових:

$$G_i(\omega) = G_H(\omega) + G_D(\omega),$$

де $G_H(\omega)$ – безперервна складова спектральної густини;

$G_D(\omega)$ – дискретна складова.

Безперервна складова $G_H(\omega)$ пов'язана з ймовірним характером зміни огибаючої струму навантаження і залежить від виду КФ $K_\xi(\tau)$ модулюючого випадкового процесу $\xi(\tau)$. Дискретна складова $G_D(\omega)$ пов'язана з частотами ВГ, що генеруються нелінійним навантаженням, з сумою дельта-функцій:

$$G_D(\omega) = \frac{1}{4} \sum_{n=1}^{\infty} I_{nm}^2 [\delta(\omega + n\omega_0) + \delta(\omega - n\omega_0)],$$

де $\delta(\omega) = \frac{1}{2\pi} \int_{-\infty}^{\infty} e^{j\omega\tau} d\tau$ – дельта-функція.

Характер розподілу суцільного спектру ПГ характеризується безперервною складовою спектральної густини $G_H(\omega)$.

2.4.3. Розрахунок амплітуд інтергармонік струму

Амплітуди гармонік струму $I(\omega)$ можуть бути визначені залежно від енергетичного спектра $G(\omega)$. Підставляючи у вираз теореми Рейлі значення $S(\omega)$, після перетворень отримуємо

$$I(\omega) = 2\sqrt{\frac{2\pi}{T} G(\omega)}. \quad (2.22)$$

Отримані вирази для розрахунку амплітудного спектра ПГ дозволяють розробити методику розрахунку ВГ струму і напруги у вузлах ЕС промпідприємств з використанням будь-яких методів розрахунку, наприклад, методу вузлових напруг. Якщо до вузла ЕС підключено декілька джерел ПГ, то випадковий процес зміни струму нелінійного навантаження даного вузла представляє собою суму випадкових процесів струму навантажень (джерела ПГ можливо розглядати як незалежні). Спектральна густина струму з декількома джерелами ПГ представляє собою суму спектральних густин струмів відповідних нелінійних навантажень і т.д.

$$S_\Sigma(\omega) = \sum S(\omega); G_\Sigma(\omega) = \sum G(\omega). \quad (2.23)$$

У матричній формі

$$\mathbf{Y}_y(\omega)\mathbf{U}(\omega) = \mathbf{I}(\omega),$$

де $\mathbf{Y}_y(\omega)$ – матриця вузлових провідностей мережі;

$\mathbf{U}(\omega)$ – матриця модулів спектрів ПГ напруги у вузлах ЕС;

$\mathbf{I}(\omega)$ – матриця модулів спектрів ПГ струмів у вузлах ЕС (матриця модулів ПГ заданих струмів).

Вузлове рівняння вирішується відносно матриці спектрів вузлових напруг

$$\mathbf{U}(\omega) = \mathbf{Z}_y(\omega)\mathbf{I}(\omega),$$

де $\mathbf{Z}_y(\omega)$ – матриця вузлових опорів мережі.

$$\mathbf{Z}_y(\omega) = \mathbf{Y}_y(\omega)^{-1}.$$

Відомо, що рівні напруги ІГ у вузлах ЕС не перевищують 10 % рівнів ВГ. Отже при розрахунках показників несинусоїдальності напруги суцільний спектр ІГ, пов'язаний з випадковими змінами струмів та напруг різкозмінних нелінійних навантажень, може не враховуватися. Проте суцільний спектр ІГ може впливати на показники якості напруги, зокрема, на дозу флікера.

2.5. Интергармоніки перетворювачів частоти

2.5.1. Безпосередні перетворювачі частоти (БПЧ)

Циклоконвертори (БПЧ) представляють собою окремий випадок загального класу силових електронних пристроїв – статичних перетворювачів частоти (ПЧ). Статичні ПЧ перетворюють змінну напругу живильної мережі однієї частоти в змінну напругу іншої частоти. ПЧ діляться на два основні класи:

- 1) перетворювачі частоти з проміжною ланкою постійного струму (ПЧП);
- 2) перетворювачі частоти з безпосереднім зв'язком (без проміжної ланки постійного струму) – БПЧ.

Безпосередні перетворювачі частоти, в свою чергу, підрозділяють на БПЧ з природною комунікацією струму тиристорів (БПЧ з ПК) і штучною комутацією (БПЧ з ШК).

Більш досконалим видом ПЧ є БПЧ з штучною комутацією. Вони будуються за такими ж структурними схемами, що й БПЧ з ПК. У перетворювачах, побудованих на незамикаючих (одноопераційних) тиристорах, для здійснення штучної комутації використовуються спеціальні вузли комутації, завданням яких є замикання визначених тиристорів у задані моменти часу шляхом додавання до зворотної напруги.

У сучасній електроенергетиці можна виділити основні сфери застосування різних типів БПЧ:

- регульовані електроприводи змінного струму;
- джерела енергії з незмінною частотою на виході при змінній вхідній частоті;
- керовані джерела реактивної потужності для систем змінного струму;
- взаємні зв'язки систем змінного струму для управління обміном енергії між ними.

На практиці БПЧ живляться від трифазних мереж, а їх вихід буває або однофазним (наприклад, в тяговій мережі змінного струму), або трифазним. В останньому випадку БПЧ використовується, головним чином, у регульованих електричних приводах. На рис. 2.6 представлено структурну схему БПЧ з однофазним виходом, на рис. 2.7 – форма вихідної напруги БПЧ, а на рис. 2.8 – частоти інтергармонік, генеруючих БПЧ.

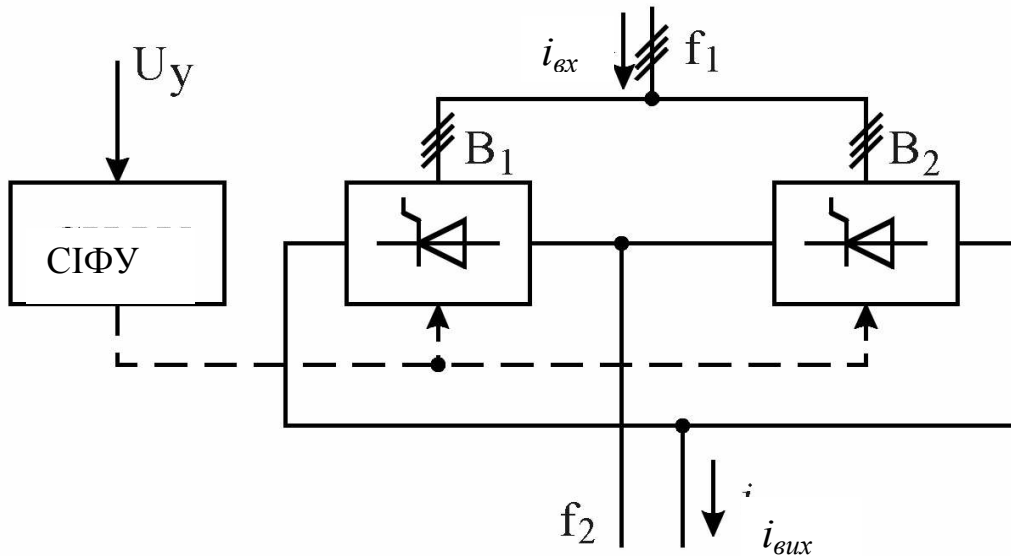


Рис. 2.6. Структурна схема БПЧ з однофазним виходом

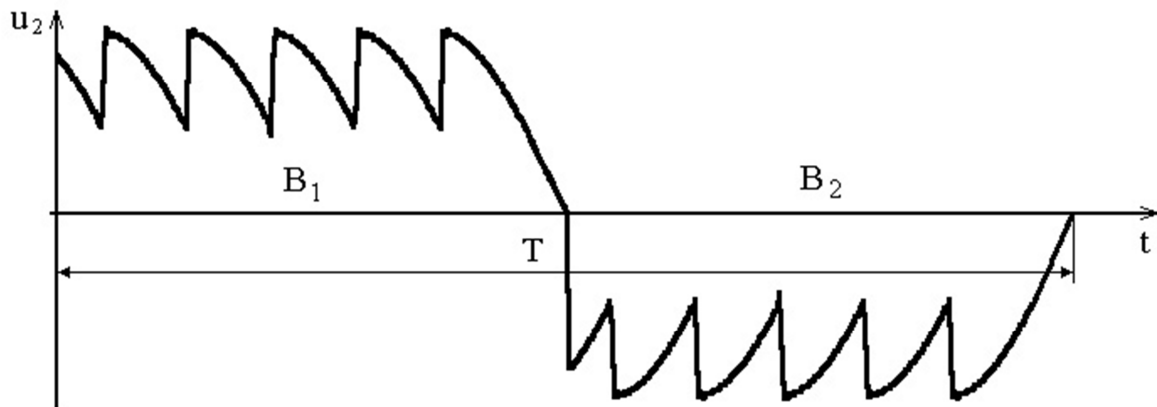


Рис. 2.7. Форма вихідної напруги БПЧ

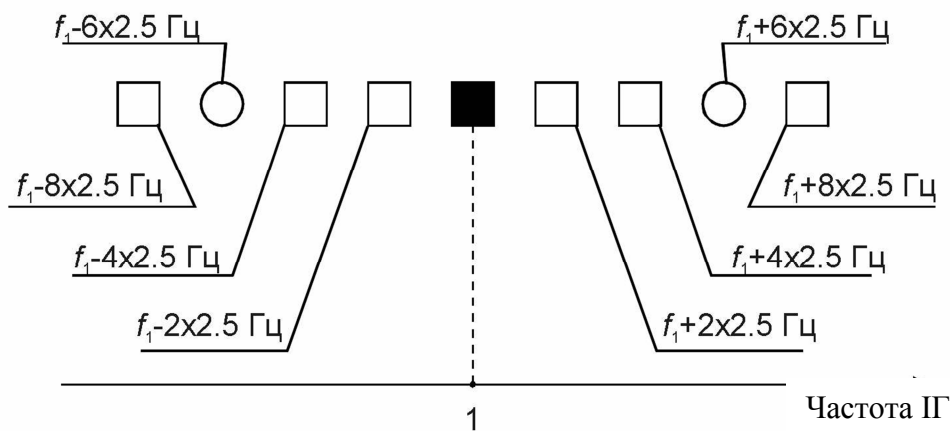


Рис. 2.8. Частоти інтергармонік, що генеруються БПЧ при $f_1=50$ Гц, $p=6$, $f_2=2,5$ Гц для однофазного і трифазного споживачів

Спектр струму живлячої мережі містить канонічні гармоніки порядків $(kp \pm 1)$ для $k = 0, 1, 2$, де p число пульсів реверсивного перетворювача. Навколо них виступають бокові частоти; частотний спектр вхідного струму у випадку однофазного навантаження $(kp \pm 1) \pm 2nf_2$, де f_2 – вихідна частота, $n = 0, 1, 2, \dots$.

Причина появи ІГ у кривих вихідної напруги та вхідного струму БПЧ безпосередньо впливає з принципу їх формування. Криві вихідної напруги бажаної частоти й амплітуди утворюються шляхом послідовних підключень вхідних напруг через силові ключі до вихідних виводів у відповідні інтервали часу, які визначає система імпульсно-фазового управління (СІФУ). Таким чином, криві вихідної напруги складаються з ділянок кривих вхідної напруги. Отримані в результаті криві струмів на вході утворюються з ділянок кривих струмів на виході.

У більшості випадків застосовуються керовані циклоконвертори і СІФУ. Вона генерує керуючі імпульси, що змінюють (модулюють) кути комутації вентилів залежно від виду моделюючих функцій.

Для формування кривих вихідної напруги з бажаною частотою використовуються наступні модулюючі функції:

лінійна	$M(t) = \omega_{\text{вих}}t + \psi;$
синусоїдальна	$M(t) = \mu \sin(\omega_{\text{вих}}t + \psi);$
трикутна	$M(t) = \arcsin[\mu \sin(\omega_{\text{вих}}t + \psi)];$
прямокутна	$M(t) = \begin{cases} \frac{\pi - \psi}{2} \leq \omega_{\text{вих}}t < \pi - \psi \\ \frac{\pi}{2} - \psi \leq \omega_{\text{вих}}t < 2\pi\psi \end{cases},$

де μ – глибина регулювання вихідної напруги (глибина модуляції);

ψ – довільний фазовий кут.

Частоти й амплітуди ВГ і ІГ залежать від прийнятого закону управління, тобто модулюючої функції та її параметрів, а також від коефіцієнта потужності навантаження $tg\varphi$, схеми з'єднання трансформатора й інших факторів.

Розрахунок амплітуд і частот спектрів вихідних струмів БПЧ є надзвичайно нелегкою задачею, що відзначає професор Б. І. Фіраго.

Криві вихідної напруги і вхідних струмів можуть бути виражені математично у вигляді суми синусоїдальних складових з частотами, що зазвичай є сумами й різницями чисел, кратних частоті джерела і бажаної вихідної частоти.

У таких випадках використовуються рівняння зв'язку між матрицями вхідних $i_{\text{вх}}(t)$ і вихідних $i_{\text{вих}}(t)$ струмів:

$$i_{\text{вх}}(t) = K_i^{(y)} i_{\text{вих}}(t)$$

де $K_i^{(y)}$ – транспонована матриця перемикаючої функції.

Вираз вхідного струму БПЧ отримується тільки при заданому виді модулюючої функції [58].

У наведеній нижче табл. 2.3 представлені усереднені значення ВГ і ІГ, отримані за допомогою ЕОМ в результаті застосування перетворення Фур'є до змодельованого управління вхідним струмом НПЧ при різноманітних законах управління.

Таблиця 2.3

Визначаємія параметр	Лінійний закон управління	Синусоїдальний закон управління	Трикутний закон управління	Прямокутний закон управління	3ф – 3ф при $f_2 = 20\text{Гц}$ і синусоїдальний закон управління	3ф – 3ф 6-пульсний ПЧ з ланкою постійного струму $f_2 = 30\text{Гц}$
	Мостовий 6-пульсний НПЧ 3ф – 1ф при $f_2 = 10\text{Гц}$					
Дійсне значення вхідного струму, %	147	208	183	173	128	120
Основна гармоніка вхідного струму, %	100	100	100	100	100	100
Дійсне значення ВГ вхідного струму, %	9	23	24	33	56	29
Дійсне значення ІГ вхідного струму, %	107	181	152	138	56	44
Перевищення дійсного значення ІГ над дійсним значенням ВГ вхідного струму	у 12 разів	у 8 разів	у 6 разів	у 4 рази	у 1 раз	у 1,5 рази

Масові розрахунки дозволяють стверджувати, що НПЧ є потужним джерелом ІГ, рівні яких значно перевищують рівні канонічних гармонік. Ця обставина, мабуть, стала однією з головних причин зупинки виробництва НПЧ. Стяжувач основним видом силового ПЧ є перетворювач з ланкою постійного струму НЧЗ.

2.5.2. Перетворювач частоти з ланкою постійного струму

Діапазон застосування перетворювачів частоти з ланкою постійного струму – від приводів прокатних станів до рольгангів, допоміжних механізмів і вентиляторів. Ці ПЧП, як і НПЧ, є джерелом вищих гармонік канонічного порядку й інтергармонік.

Перетворювач з ланкою постійного струму (рис.2.9) складається з двох вентиляльних систем – випрямляча В та інвертора І (як правило, інвертора напруги). Ланка постійного струму вмикає індуктивність L_d , і ємність С.

Випрямляч та інвертор можуть бути керованими або некерованими. Відповідні системи управління (якщо вони є) можуть бути незалежними або зв'язаними між собою. Потужні ПЧП оснащуються згладжувальним реактором L_d , призначеним для зменшення пульсацій струму i_d , а щодо малопотужних перетворювачів, зв'язок випрямляча й інвертора відбувається тільки за допомогою конденсатора C . В усіх випадках ПЧП підключаються до мережі безпосередньо, тобто без спеціального трансформатора.

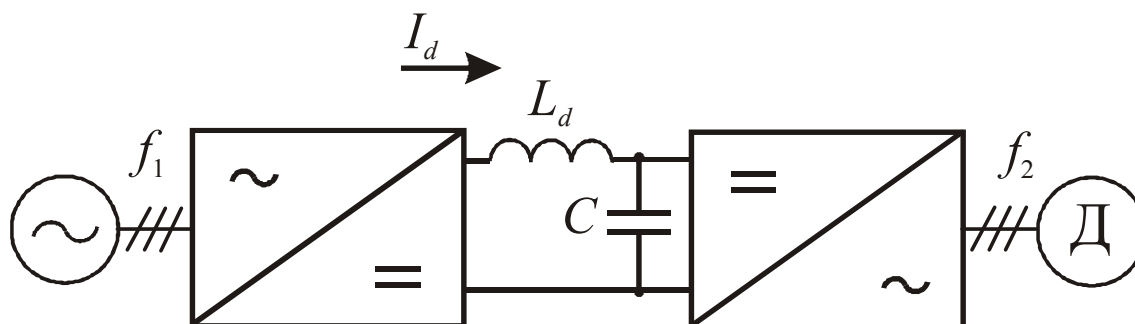


Рис. 2.9. Структурна схема ПЧП

У кривій мережевого струму містяться гармоніки з частотами

$$f_{ex} = (k_1 p \pm 1) f_1 \pm p_2 n f_2, k = 0, 1, 2, \dots, n = 0, 1, 2, \dots$$

Перший додаток визначає частоти канонічних ВГ, другий – ПГ, не кратних вхідній частоті f_1 .

Пульсуюча складова струму інвертора включає, крім випрямленого струму I_d , суму 6; 12; 18-й... гармонік, амплітуди яких помітно зменшуються зі зростанням номера. Якщо обмежитися тільки амплітудою 6-ї гармоніки I_{6u} , можна записати

$$I_{6u} = \frac{U_{d6}^{(u)}}{Z_6 \left(\frac{\omega_2}{\omega_1} \right)},$$

де $U_{d6}^{(u)}$ – амплітуда 6-ї гармоніки випрямленої напруги інвертора;

$Z_6 \left(\frac{\omega_2}{\omega_1} \right)$ – опір ланки постійного струму з боку інвертора.

Значення $U_{d6}^{(u)}$ визначається за кривими або таблицями (залежно від кута управління інвертора β).

Відносне значення ПГ

$$\delta = \frac{I_{6u}}{I_{1m}} \approx \frac{U_{d6}^{(u)}}{Z_6 \left(\frac{\omega_2}{\omega_1} \right)} = \frac{U_{d0}^{(u)} \cos \beta K_{d6}^{(u)}}{Z_6 \left(\frac{\omega_2}{\omega_1} \right)},$$

де $K_{d6}^{(u)}$ – відносне значення амплітуди 6-ї гармоніки випрямленої напруги інвертора.

Перетворювач частоти з реактором (дроселем) в ланцюзі постійного струму. В цьому випадку опір ланки постійного струму зі сторони інвертора

$$Z_n(\omega_2 / \omega_1) = \sqrt{r^2 + \left(n \frac{\omega_2}{\omega_1} X_d \right)^2},$$

де r і X_d – активний та індуктивний опір реактора.

Враховуючи, що $X_d \gg r$, то

$$Z_n \left(\frac{\omega_2}{\omega_1} \right) = n \frac{\omega_2}{\omega_1} X_d.$$

Для $n = 6$

$$Z_n \left(\frac{\omega_2}{\omega_1} \right) = 6 \frac{\omega_2}{\omega_1} X_d.$$

і вираз для δ приймає вигляд:

$$\delta_p = \frac{K_{d6}^{(u)} U_{d0}^{(u)} \cos \beta}{6(\omega_2 / \omega_1) X_d^*}.$$

У відносних одиницях, приймаючи $U_{d0}^{(u)*} = 1$ при відносному значенні опору X_d^* ,

$$\delta_p = \frac{K_{d6}^{(u)} \cos \beta}{6(\omega_2 / \omega_1) X_d^*}.$$

Відносне значення X_d^* може бути визначено залежно від коефіцієнта пульсації випрямленого струму λ_I по формулі

$$X_d^* = \frac{K_{d6}^{(6)}}{6\lambda_I}$$

У деяких випадках використовується коефіцієнт пульсації по напрузі λ_U

$$\lambda_U = \lambda_I X_d^*.$$

Так, при $\alpha = 30^\circ$ і $\lambda_I = 0,15$ маємо $K_{d6}^{(6)} = 0,18$. Тоді

$$X_d^* = \frac{0,18}{6 \cdot 0,15} = 0,2.$$

У цьому випадку $\lambda_U = 0,15 \cdot 0,2 = 0,03$ (або 3 %), що менше звичайно допустимих 5 %.

При $f_2 = 30$ Гц, $X_d^* = 0,14$, $\beta = 30^\circ$ отримуємо

$$\delta = \frac{0,86 \cdot 0,18}{6 \cdot \frac{30}{50} \cdot 0,2} = 0,21 \text{ (або 21 \%)}.$$

Тобто амплітуди ПГ з відносними частотами 2,6 і 4,6 складають 21 % від струму основної частоти 50 Гц.

Перетворювач частоти з конденсатором в ланцюзі постійного струму. У цьому випадку опір конденсатора для $n = 6$ знайдемо зі співвідношення:

$$\lambda_T = \frac{U_{d6}^*}{x_{c6}}$$

Так, при умовах попереднього прикладу $\lambda_T = 0,2$; $U_{d6}^* = 0,155$, маємо

$$x_{c6}^* = \frac{0,155}{0,15} \cong 0,8 \quad \text{і} \quad \delta = \frac{0,155}{0,8 \cdot 5/3} = 0,12 \quad (\text{або } \delta = 12 \%).$$

При $\lambda_T = 0,15$

$$x_{c6}^* = \frac{0,155}{0,15} \approx 1 \quad \text{і} \quad \delta = \frac{0,155}{5/3} = 0,09 \quad (\text{або } 9 \%).$$

З цих прикладів випливає, що при одному й тому ж коефіцієнті пульсацій по струму рівень ПГ, порівняно з використанням дроселя в ланцюзі постійного струму, при наявності ємкості в якості фільтру виявляється істотно меншим (приблизно у 2 рази).

Останнім часом широке застосування отримали ПЧП з управлінням за допомогою широтно-імпульсної модуляції (ШІМ) (рис. 2.10). При ШІМ періодична послідовність прямокутних імпульсів використовується в якості несучого коливання, а тривалість цих імпульсів є заданим сигналом.

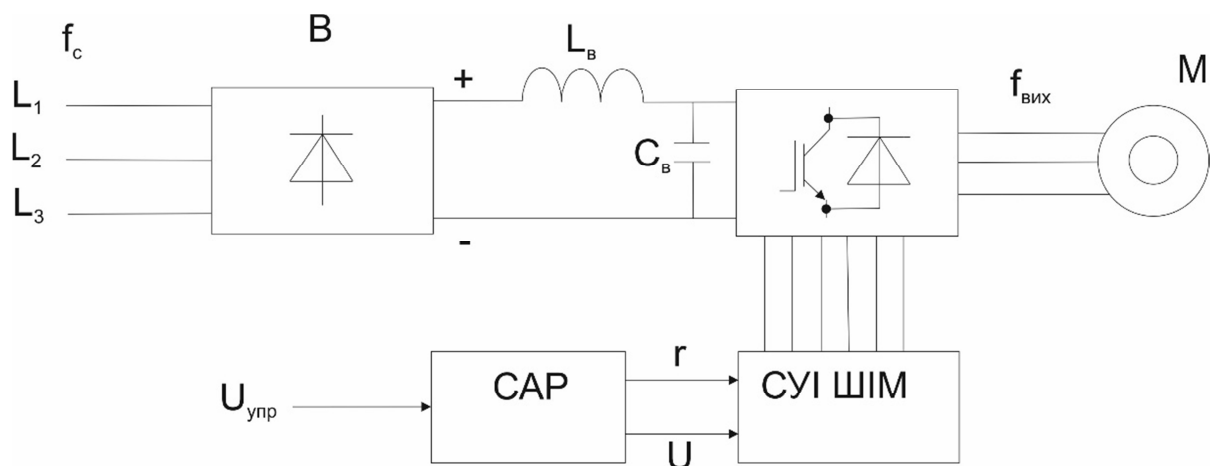


Рис. 2.10. Структурна схема ПЧП з ШІМ

Амплітудний спектр вхідного струму ПЧП з ШІМ також містить ВГ і ПГ в усьому діапазоні зміни вихідної частоти перетворювача. При використанні ШІМ дійсне значення ВГ знижується в середньому у 1,5–3,0 рази, дійсне значення ПГ зменшується в середньому на 40 %. Таким чином, застосування ШІМ істотно знижує рівні ВГ і значно меншою мірою впливає на рівні ПГ.

Глава 3. НАДІЙНІСТЬ У ЗАДАЧАХ ЕНЕРГОЕФЕКТИВНОСТІ

3.1. Закони розподілу випадкових величин у задачах надійності

Надійність СЕП аналізується залежно від постановки задачі, необхідної точності й достовірності рішення на рівнях випадкових подій, величин і процесів. Для інженерних методів розрахунку надійності, в основному, використовується апарат випадкових величин [4, 7, 70-74].

Закономірності випадкових величин описуються за допомогою інтегральної функції розподілу ймовірностей. Для опису розподілу ймовірностей безперервних випадкових величин застосовується диференціальна функція розподілу ймовірностей або закон розподілу випадкових величин.

При аналізі надійності переважно застосовують закони розподілу, що визначаються за допомогою невеликої кількості числових характеристик. Так показовий (експоненціальний) закон розподілу визначається лише одним параметром – математичним очікуванням випадкової величини. Нормальний закон розподілу та, за певних умов, закон Вейбулла характеризуються двома параметрами: математичним очікуванням випадкової величини і дисперсією. Інші закони розподілу вимагають більшої кількості числових характеристик.

У практичних інженерних розрахунках, в основному, використовуються такі показники (характеристики) надійності окремих елементів:

- параметр потоку відмов (середня кількість відмов протягом року) λ , 1 / ... рік (іноді λ , 1/рік);
- ймовірність відмови або середній коефіцієнт вимушеного простою q ;
- середній час відновлення t_r , годин;
- параметр потоку навмисних відхилень λ_n , 1/рік;
- середній час навмисних простоїв або їх середня тривалість t_n , годин;
- збиток від недостатнього вироблення електроенергії Z , дол./кВт·год.

Статистичні дані про відмови елементів СЕП дозволили представити змінення $\lambda(t)$ у часі за допомогою кривої (рис. 3.1), де чітко виділяються 3 стадії (періоди) змінень:

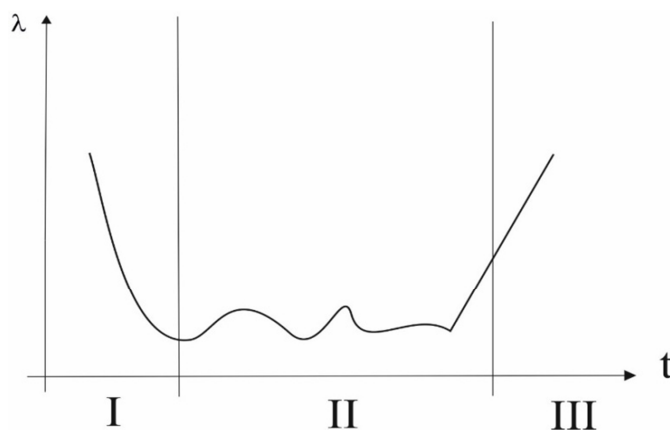


Рис. 3.1. Крива статистичних відмов електрообладнання

I. Стадія обкатки обладнання: виявляються дефекти виробів, споруд, монтажу, наладки; $\lambda(t)$ знижується за рівнем усунення недоліків (дефектів) та описується законом Вейбулла. Період приросту – до 5 років для повітряних ліній.

II. Період нормальної роботи. Можливі відмови відбуваються, в основному, внаслідок перевищення факторів, які мають понаддопустимі (розрахункові) значення; $\lambda(t)$ описується експоненціальним законом. Цей закон має переважне використання в задачах надійності СЕП.

III. Третя фаза – період старіння елементів. У результаті зносу, старіння, незворотніх фізико-хімічних процесів, впливу вологості, агресивного середовища і т.п. навіть при нормальній експлуатації старіння збільшується.

Час життя кабельних ліній та трансформаторів, обумовлений старінням їх ізоляцій, – 20-30 років, комутаційного обладнання – 40-50 років.

У СЕП тривалість безвідмовної роботи, як правило, значно більша за час відновлення: $T \gg \tau_r$.

3.2. Експоненціальний розподіл

3.2.1. Параметри експоненціального розподілу

Експоненціальний розподіл визначається одним параметром – інтенсивністю відмов $\lambda(t)$. Для цього випадку показники надійності:

- ймовірність безвідмовної роботи в інтервалі від 0 до t .

$$R(t) = e^{-\lambda t}; \quad (2.1)$$

- ймовірність відмови

$$F(t) = 1 - R(t) = 1 - e^{-\lambda t}; \quad (2.2)$$

- густина ймовірності відмови

$$f(t) = \frac{dF(t)}{dt} = \lambda e^{-\lambda t}; \quad (2.3)$$

- середній час безвідмовної роботи

$$T = \int_0^{\infty} R(t) dt = \int_0^{\infty} \exp(-\lambda t) dt = 1 / \lambda; \quad (2.4)$$

$$\lambda(t) = \frac{f(t)}{\int_0^{\infty} f(x) dx} = \frac{f(x)}{R(t)} = \frac{\lambda e^{-\lambda t}}{e^{-\lambda t}} = \lambda. \quad (2.5)$$

Умови (3.5) передбачають, що час безвідмовної роботи має експоненціальний розподіл та не старіє. Якщо об'єкт почав функціонувати в нескінченно далекому моменті часу в минулому, то кількість відмов в інтервалі

$[0, t]$ залежить тільки від його довжини, тобто розглядається стаціонарний стан. Іноді ця умова не дотримується через процеси обкатки (перша фаза функціонування елемента) та старіння (третя фаза). Для опису цих періодів слід користуватися іншими, більш складними законами розподілу. В період обкатки надійність звичайно підвищується за рахунок додаткового контролю при виготовленні, монтажі, прийманні в експлуатацію, а в період старіння – за рахунок додаткового обслуговування. Тому в електроенергетиці при вирішенні практичних задач інтенсивність відмов вважається постійною протягом тривалого часу.

В якості параметра експоненціального розподілу відновлення використовується інтенсивність відновлення μ . Вірогідність відновлення елемента за час від 0 до t :

$$G(t) = 1 - e^{-\mu t}; \quad (2.6)$$

- середній час відновлення

$$\tau = 1 / \mu. \quad (2.7)$$

Для інженерних розрахунків надійності в СЕП приймається, що час безвідмовної роботи T і час відновлення τ розподіляються за експоненціальним законом.

3.2.2. Усереднені значення параметрів. Приклади розрахунків

Використання результатів імовірнісних розрахунків є правильним при дотриманні двох умов: застосування в розрахунках відповідних значень параметрів потоків відмов λ та однакових методів розрахунку, основаних на прийнятті закону розподілу випадкових величин [70].

Нижче приведені загальні результати послідовних значень параметрів потоку відмов (інтенсивності відмов) ліній електропередачі, а також трансформаторів 500-35 кВ (за оцінками вітчизняних і зарубіжних дослідників). Для ПЛ 35-110 кВ, що застосовуються в системах електропостачання, значення потоку відмов λ_{eq}^{CL} знаходяться в межах 0,75-2,2. Найбільша ймовірність $\lambda_{eq}^{CL} = 0,85$. Середній час відновлення τ_e приймається 10^{-3} при коефіцієнті планових простоїв $K_s = 4 \cdot 5 \cdot 10^{-3}$.

Для кабельних ліній, при прокладанні в каналах і балках, в середньому $\lambda_{CL} = 0,015$ при $\tau_r^{CL} = 1,4 \cdot 10^{-3}$. Для трансформаторів і автотрансформаторів $\lambda_{eq}^T = 0,04 - 0,1$; переважають значення $\lambda_{eq}^T = 0,03$, $\tau_r = 10^{-3}$.

Приклад 3.1. Оцінити економічні збитки при аварійному відключенні одноланцюгової лінії 110 кВ довжиною 80 км, виконаної на металевих опорах. Передана електроенергія становить $12 \cdot 10^8$ МВт·год, питома вартість недовідпущеної споживачам електроенергії складає 0,025 дол./МВт·год [112].

Розв'язання.

Параметр потоку відмов $\lambda = 1,1 \frac{80}{100} = 0,88.$

Час відновлення $t_r = 0,9 \cdot 10^{-3} \cdot 8760 = 7,9 \text{ год}.$

Імовірність аварійного простою лінії протягом року

$$q = \frac{0,88 \cdot 7,9}{8760} = 0,8 \cdot 10^{-3}.$$

Кількість невідпущеної електроенергії

$$\Delta E_n = 0,8 \cdot 10^{-3} \cdot 12 \cdot 10^4 = 96 \text{ МВт} \cdot \text{год}.$$

Економічний збиток при відключенні лінії

$$З = 0,025 \cdot 96 = 24 \text{ тис. дол./рік}.$$

Приклад 3.2. Система передачі електроенергії складається з генератора Г ($q_g = 2 \cdot 10^{-3}$), трансформаторів Т1 ($q_{T1} = 5 \cdot 10^{-5}$) і Т2 ($q_{T2} = 4 \cdot 10^{-5}$) та лінії електропередачі ($q_L = 2 \cdot 10^{-3}$).

Визначити ймовірність q_Σ неотримання електроенергії споживачем.

Розв'язання.

Відмова системи настає, якщо буде пошкоджено хоча б один елемент системи

$$q_\Sigma = q_g + q_{T1} + q_{T2} + q_L = 4,1 \cdot 10^{-3}.$$

Приклад 3.3. Споживач отримує електроенергію двома паралельними ланцюгами ($q_L = 4 \cdot 10^{-3}$), кожна розрахована на пропуск 100 % потужності.

Визначити ймовірність пошкодження обох мереж і можливість збереження електроспоживання.

Розв'язання.

Імовірність пошкоджень обох ланцюгів:

$$q_\Sigma = q_L \cdot q_L = q_L^2 = 4 \cdot 4 \cdot 10^{-6} = 1,6 \cdot 10^{-5}.$$

Імовірність пошкодження однієї лінії:

$$q_1 = 1 - q_\Sigma = 1 - 1,6 \cdot 10^{-5} = 0,999984.$$

Приклад 3.4. Визначити економічний збиток при аварійному відключенні одноланцюгової лінії 110 кВ довжиною 80 км, виконаної на металевих опорах.

Значення електроенергії, що передається, складає $12 \cdot 10^4$ МВт·год.; питома вартість невідпущеної споживачам електроенергії – 0,025 дол./ МВт·год.

Розв'язання.

Параметр потоку відмов $\lambda = 1,1 \frac{80}{100} = 0,88$.

Час відновлення $t_r = 0,9 \cdot 10^{-3} \cdot 8760 = 7,9 \text{ год}$.

Імовірність аварійного простою лінії протягом року

$$q = \frac{0,88 \cdot 7,9}{8760} = 0,8 \cdot 10^{-3}.$$

Кількість недовідпущеної електроенергії

$$\Delta E_n = 0,8 \cdot 10^{-3} \cdot 12 \cdot 10^4 = 96 \text{ МВт} \cdot \text{год}.$$

Економічний збиток при відключенні лінії

$$З = 0,025 \cdot 96 = 24 \text{ тис. дол./рік}.$$

3.3. Нормальний закон розподілу

Нормальний закон розподілу в задачах надійності СЕП застосовується порівняно рідко. Перевага віддається використанню методів, заснованих на експоненціальному розподілі або розподілі Вейбула. Нормальний закон застосовується при відомих розрахунках, що характеризують електромагнітні та подібні їм процеси.

Оцінка надійності електрообладнання проводиться з урахуванням зміни його терміну служби. Спочатку розглянемо процеси за умови нормального закону розподілу надійності [4, 7, 70-74].

Функція надійності $R(t)$ для нормального закону розподілу має вигляд:

$$R(t) = \frac{1}{2\pi} \int_{\frac{t-m_t}{\sigma_t}}^{\infty} e^{-\frac{x^2}{2}} dx, \quad (2.8)$$

де m_t та σ_t – математичне очікування і середньоквадратичне відхилення тривалості життя електрообладнання.

Вираз справедливий при $m_t \gg \sigma_t$ і має назву інтеграл імовірностей або інтеграл помилок.

Інтеграл (3.8) перетворюється до виду:

$$R(t) = 0,5 + \Phi\left(\frac{m_t - t}{\sigma_t}\right) = \Phi\left(\frac{1 - \frac{t}{m_t}}{\frac{\sigma_t}{m_t}}\right) \quad (2.9)$$

Значення функції $\Phi\left(\frac{1 - \frac{t}{m_t}}{\frac{\sigma_t}{m_t}}\right)$ знаходиться за таблицями (Додаток А) в

залежності від t (рік).

$$m_t = t_{ном} (1 - \Delta t_x).$$

При відносному часі експлуатації Δt_x значення m_t визначається залежно від його номінального значення $t_{ном}$, що зазвичай вказується фірмою-виробником. Як правило, $t_{ном} = 25-30$ років.

Інтеграли ймовірності $\Phi \left(\frac{1 - \frac{t}{m_t}}{\frac{\sigma_t}{m_t}} \right) = \Phi(x)$ є непарною функцією, тобто:

$\Phi(-x) = -\Phi(x)$, що враховувалося при виконанні розрахунку.

Таблицю значень функції $\Phi(x)$ при $x = 0-5$ приведено в Додатку А.

Приклад 3.5. Побудувати графік функцій надійності $R(t)$ для турбогенератора типу Т2-12 при вихідних даних:

а) $t_{ном} = 30$ років; $\Delta t_x = 0,1$; $\frac{\sigma_t}{m_t} = 0,33$;

б) $t_{ном} = 25$ років; $\Delta t_x = 0,2$; $\frac{\sigma_t}{m_t} = 0,33$.

Результати розрахунку приводяться в табл. 3.1. Відповідні криві представлені на рис. 3.2.

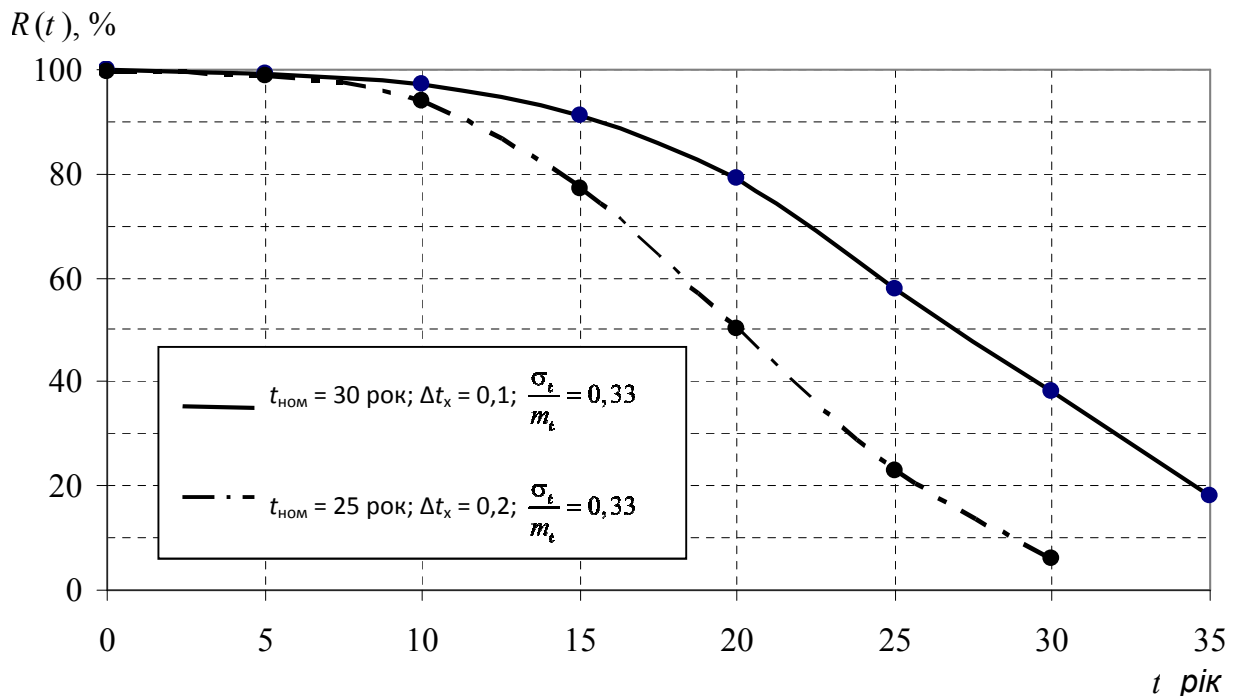


Рис. 3.2. Криві надійності $R(t)$

Докладний аналіз впливу скорочення терміну служби електрообладнання (трансформатори, електродвигуни, конденсатори) дозволяє зробити висновок, що значне зниження надійності спостерігається при часі експлуатації понад 10 років. Тому на практиці, як правило, графіки $R(t)$ будуються для $t \geq 10$ років.

Таблиця 3.1

Результати розрахунку значень $R(t)$

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

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
$0,5 + \Phi\left(\frac{1-t/m_t}{\sigma_t/m_t}\right)$		0,997	0,991	0,97	0,91	0,79	0,58	0,38	0,18

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

t	1	2	5	10	15	20	25	30
$\left(\frac{1-t/m_t}{\sigma_t/m_t}\right)$	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

Нижчепредставлені результати розрахунку параметра $R(t)$ ізоляції трансформатора ТМ 630/10 в мережі з параметрами несинусоїдальності

$$m_{K_U} = 6,2\% \text{ і } \sigma_{K_U} = 0,05m_{K_U}$$

при різних параметрах несиметричного режиму.

$m_{K_{2U}}, \%$	2	2,5	2,75	3	3,25	3,5
$\sigma_{K_{2U}}, \%$	0,2	0,25	0,275	0,3	0,325	0,375
$R(t)$	0,938	0,384	0,724	0,559	3,25	3,5

При виконанні розрахунків передбачалася відсутність взаємного впливу несиметрії та несинусоїдальності. Очевидно, що одночасний вплив несиметрії та ВГ призводить до помітного зменшення $R(t)$ порівняно з випадком, коли є

тільки один вид ЕМП. Так, при відсутності ВГ і $m_{K_{2U}} = 2\%$ виявляється, що підтверджується економічна обґрунтованість норм ГОСТ 13109-97.

Аналогічні залежності справедливі й для інших видів електрообладнання – генераторів, АД, СД та ін.

Як свідчать численні розрахунки, при постійному впливі несиметрії та несинусоїдальності, значення параметрів яких відповідають гранично допустимим (відповідно до ГОСТ 13109-97), термін служби трансформатора 10 МВ·А, 35/6 кВ знижується на 25-30 %. При середніх значеннях цих параметрів термін служби скорочується на 8-10 %.

3.4. Методи розрахунку надійності, засновані на законі Вейбулла

Аналітичні методи розрахунку надійності роботи електричних систем та їх основних елементів у багатьох випадках ґрунтуються на законі Вейбулла. З $\lambda = \lambda(t)$ теорії надійності відомо, що розподіл Вейбулла є найменш складним і найбільш загальним законом розподілу зі змінним параметром відмов [4, 7, 70-74].

Функція надійності в цьому випадку має вигляд:

$$R(t) = e^{-\lambda_0 t^\alpha}, \quad (2.10)$$

де α – параметр форми розподілу;

λ_0 – параметр потоку відмов;

$\lambda(t)$ – характеризує небезпеку відмови:

$$\lambda(t) = \alpha \lambda_0 t^{\alpha-1}. \quad (2.11)$$

Характер зміни функції залежить від значення параметра α : при $\alpha < 1$ вона монотонно убиває, при $\alpha > 1$ – зростає. При $\alpha = 1$ $\lambda(t) = \lambda_0$ – значення в початковий момент часу (рис. 3.3).

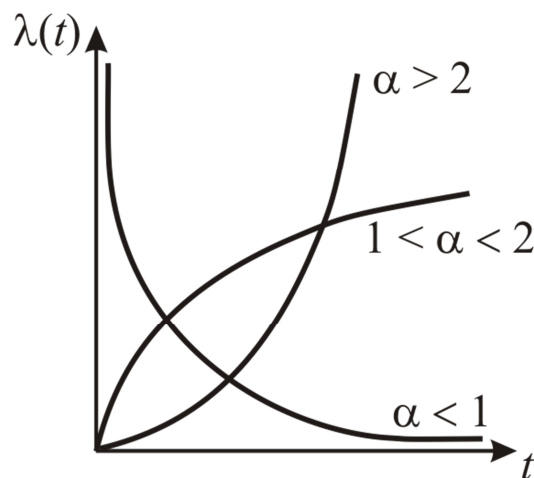


Рис. 3.3. Залежність $\lambda(t)$ при законі Вейбулла

У елемента з прихованими дефектами, однак нестаріючого протягом тривалого часу, небезпека відмови різко підвищена спочатку і швидко падає (функція надійності добре описується законом Вейбулла при $\alpha < 1$). Якщо у елемента майже немає прихованих дефектів, проте він швидко старіє, то небезпека відмови монотонно зростає (функція надійності добре описується законом Вейбулла при $\alpha > 1$). При $\alpha = 1$ розподіл Вейбулла переходить в експоненціальний.

Для практичних розрахунків використовуються табличні значення α і λ_0 для різних видів електроустаткування, отримані теоретично і підтверджені експериментально з ймовірністю не менше 95 % [4, 7, 70-74].

Таблиця 3.2

Значення коефіцієнтів для оцінки параметрів потоку відмов (закон Вейбулла)

Напруга, кВ	Повітряні лінії		Трансформатори та автотрансформатори	
	α	λ_0 , 1/рік	α	λ_0 , 1/рік
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 $\lambda t^\alpha \leq 1$ можна користуватися наближеною формулою:

$$R(t) \approx 1 - \lambda t^\alpha. \quad (2.12)$$

Якщо електрообладнання працює з постійним нагрівом, що визначає певне значення $\Delta t_x \neq 0$, величина λ_0 визначається значенням $\lambda_0' = \lambda_0(1 + \Delta t_x)$.

Приклад 3.6. Розрахувати і побудувати графік функцій $\lambda(t)$ і $R(t)$ для трансформатора з високою напругою 110 кВ; прийняти $\alpha = 0,5$; $\lambda_0 = 0,1$.

Розв'язання.

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

Таблиця результатів розрахунку $\lambda(t)$

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

Розраховуємо значення функції $R(t) = e^{-\lambda_0 t^\alpha}$.

При $\alpha = 0,5$: $R = e^{-\lambda_0 t^\alpha} \approx 1 - \lambda_0 t^\alpha = 1 - \lambda_0 \sqrt{t}$.

Таблиця результатів розрахунку $\lambda(t)$

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

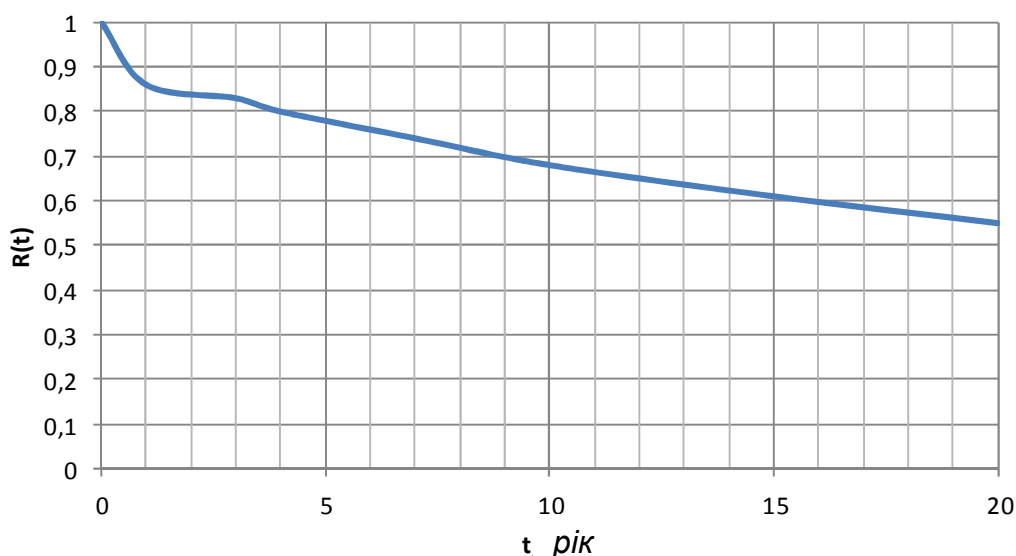


Рис. 3.4. Криві надійності $R(t)$

Приклад 3.7. Оцінити зменшення ймовірності безвідмовної роботи кабельної лінії при скороченні терміну служби ізоляції за рахунок впливу ВГ на 10 %. Потік відмов без урахування впливу ВГ підпорядковується розподілу Вейбулла; параметр потоку відмов (питома пошкоджуваність λ) і параметр форми розподілу α дорівнюють:

$$\lambda = 0,8 \text{ рік}^{-1}; \quad \alpha = 1,5.$$

Розв'язання.

Ймовірність безвідмовної роботи $R(t)$ в загальному випадку

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

Середній час безвідмовної роботи з використанням гамма-функції

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

Прийmemo, що середній час безвідмовної роботи пропорційний терміну служби ізоляції, тоді

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

де T'_{cp} і λ – середній час безвідмовної роботи і параметр потоку відмов з урахуванням зношення ізоляції від впливу ВГ.

Звідси отримуємо

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

Відносно значення ймовірності безвідмовної роботи кабельної лінії при скороченні терміну служби ізоляції на 10 %

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

Відносні значення ймовірності безвідмовної роботи кабельної лінії для різних інтервалів часу представлені нижче.

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

3.5. Урахування фактора надійності при розрахунках реактивної потужності

Оцінка значень коефіцієнта потужності ($tg\varphi$) в системах електропостачання та раціональний вибір компенсуючих пристроїв є багатофакторним завданням (ступінь впливу різних факторів досліджена в відомих роботах [70-81]). Нижче розглядається вплив надійності електропостачання на рівень реактивної потужності й активних втрат в електричних мережах.

3.5.1. Поняття реактивної потужності

Реактивна потужність є наслідком обмінних процесів між індуктивними та ємнісними елементами електричних мереж змінного (синусоїдального) струму. В цих процесах бере участь також джерело електропостачання. Процеси обміну електромагнітною енергією відбуваються в електромагнітному середовищі – електромагнітному полі, що оточує провідники, по яких проходить електричний струм, тобто рухаються електрони. З їх допомогою переноситься активна енергія від джерела до споживача. Активна (електрична) енергія перетворюється з інших видів енергії, наприклад, механічної.

Енергія W електромагнітного поля є сумою енергій електричного W_E і магнітного W_M полів. З фізики відомі вирази для W_E і W_M :

$$W_E = \frac{Cu^2}{2}; \quad W_M = \frac{Li^2}{2},$$

де C і L – ємність та індуктивність ділянок ланцюга;
 u і i – миттєві значення напруги і струму.

Залежність швидкості запасання (та віддачі) енергії очевидна:

$$\frac{\partial W_E}{\partial t} = Cu \frac{\partial u}{\partial t}; \quad \frac{\partial W_M}{\partial t} = Li \frac{\partial i}{\partial t}.$$

Розглянемо докладніше кожен з цих виразів, наприклад $\frac{\partial W_E}{\partial t}$, для з'ясування сутності поняття реактивної потужності. Загальновідомо, що це поняття використовується в теорії та практиці змінних (синусоїдальних)

струмів. Можна сказати, що відомі вирази з теорії змінних струмів виходять з рівнянь електричного і магнітного полів.

Миттєві значення напруги і струму представлені у вигляді: $u = U_{\max} \sin \omega t$; $i = I_{\max} \sin \omega t$ (фазові значення опускаємо). Після підстановки маємо:

$$\frac{\partial W_E}{\partial t} = CU_{\max} \sin \omega t \omega U_{\max} \cos \omega t = \omega CU^2 \sin 2\omega t.$$

Очевидно, що враховане відоме співвідношення $2 \sin \omega t \omega \cos \omega t = \sin 2\omega t$.

Отримуємо відомий з теорії електротехніки вираз для реактивної потужності конденсатора (ємності) в колі змінного струму:

$$W_{pE} = \omega CU^2 = \frac{U^2}{\frac{1}{\omega C}}.$$

Формула для W_{pM} є аналогічною за структурою і характеризує реактивну потужність індуктивності:

$$W_{pM} = \omega LI^2.$$

Тут $\frac{1}{\omega C}$ та ωL – індуктивний та ємнісний реактивний опори відповідно.

Оцінка реактивної потужності Q є аналогічною виразам для активної потужності:

$$P = UI \cos \varphi = S \cos \varphi; \quad Q = UI \sin \varphi = S \sin \varphi,$$

де S – повна потужність.

При передачі реактивної потужності виникають втрати потужності та напруги в мережі

$$\Delta P = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} R; \quad \Delta U = \frac{PR + QX}{U}.$$

Співвідношення активної і реактивної потужностей характеризується коефіцієнтом реактивної потужності

$$\frac{P}{Q} = \operatorname{tg} \varphi.$$

3.5.2. Вплив рівня реактивної потужності на втрати і надійність систем електропостачання

Вираз для ΔP залежно від значення $\operatorname{tg} \varphi$ і струму I має вигляд

$$I = \frac{P^2 + Q^2}{\sqrt{3}U} = \frac{P \cdot \sqrt{1 + \operatorname{tg}^2 \varphi}}{\sqrt{3}U};$$

$$\Delta P = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} R = \frac{P \cdot (1 + \operatorname{tg}^2 \varphi)}{U^2} R.$$

На основі виразів для I і P представляється можливість оцінити частку перетину, по якому протікає струм d_{pi} і переданої потужності $d_{p\Delta p}$, обумовлене передачею реактивної потужності [52]:

$$d_{pi} = 1 - \frac{1}{\sqrt{1 + tg^2 \varphi}}; d_{p\Delta p} = \frac{1}{1 + tg^2 \varphi}.$$

Нижче представлені значення цих показників в залежності від $tg\varphi$.

$tg\varphi$	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7
$d_{pi}, \%$	0,5	1,9	4,2	-7,2	10,6	14,3	18,1
$d_{p\Delta p}, \%$	1,0	3,8	8,3	13,8	20,0	26,5	32,9

Приклад 3.8. Розрахувати значення $R(t)$ при значенні $tg\varphi = 0,4$ для трансформатора 110/10 кВ, $\lambda_0 = 0,03$.

Розв'язання.

За таблицею знаходимо $d_{p\Delta p}$. Значення при $tg\varphi = 0,4$: $d_{p\Delta p}(0,4) = 0,133$.

Значення λ_{Σ} за наведеною вище формулою

$$\lambda_{\Sigma} = 0,03 (1 + 0,133) = 0,034.$$

Імовірність відмови $F(t) = \lambda_{\Sigma} = 0,034$.

Імовірність безвідмовної роботи

$$R(t) = 1 - 0,034 = 0,966.$$

Передача реактивної потужності призводить до недовикористання частини перерізу проводів і трансформаторів, що знижує можливість передачі активної потужності. В той же час зростають втрати потужності й електроенергії.

При передачі незмінної (або майже незмінної) активної потужності (енергії) споживачам реактивна потужність, в силу зміни навантажень і режимів роботи споживачів, не залишається постійною. Активні втрати і пов'язані з ними нагрівання провідників, скорочення терміну служби ізоляції

змінюються в залежності від зміни величини, пропорційної значенню $\frac{Q^2}{U_{ном}^2}$.

Так, при тривалих роботах зі збільшеним споживанням реактивної потужності виникає додаткове нагрівання струмоведучих частин, що призводить до скорочення терміну служби ізоляції. В цьому випадку показники, що характеризують надійність електроспоживання, зазнають змін. Якщо обладнання працює з постійним (тривалим) нагріванням, то параметр потоку відмов λ відрізняється від значення λ_0 , що має місце при нормальному режимі:

$$\lambda_{\tau} = \lambda_0 (1 + \Delta\lambda) = \lambda_0 (1 + d_{p\Delta p}).$$

При збільшенні коефіцієнта реактивної потужності $tg\varphi$ знижується значення переданої активної потужності, тобто має місце зменшення надійності

забезпечення споживачів і, відповідно, порушення відомих принципів логістики.

Численні розрахунки, виконані для систем електропостачання підприємств з трансформаторним і реакторним обладнанням, дозволили зробити висновок, що з похибкою в межах $\pm 12\%$ при $\operatorname{tg}\varphi = 0,1 \div 0,6$ дорівнює $\Delta\lambda \approx d_{\Delta p}$. Таким чином, вплив реактивної потужності може бути оцінений з імовірнісних позицій у вигляді $R(t) = f(d_{\Delta p})$.

3.6. Визначення індексу надійності систем електропостачання

Поняття надійності в електроенергетиці є одним з основних, що характеризує енергоефективність виробництва, передачу і розподіл електричної енергії. В різних нормативних документах під надійністю розуміється властивість об'єкта (електроустановки, електроенергетичної станції або її частини) забезпечувати необхідні функції (наприклад, безперебійне електропостачання споживачам у заданому обсязі та потрібній якості), зберігаючи свою працездатність та експлуатаційні показники. У сучасних умовах розділяють поняття надійності на оптовому ринку (системна надійність) і роздрібному ринку (надійність електричної мережі). Надійність як ймовірність бездефіцитної роботи електростанцій характеризується індексом надійності p . У СНД нормується індекс надійності, що дорівнює 0,966. Це значно нижче зарубіжних нормативів.

3.6.1. Розрахунок індексу надійності

Забезпечення значень p означає зниження вірогідності обмеження електропостачання, що вимагає додаткових капіталовкладень у підвищення надійності всіх складових енергосистеми (генеруючих потужностей, електричних мереж різних рівнів, автоматичних пристроїв та ін.), а також витрат K на забезпечення резерву генеруючих потужностей $P_{рез}$. Значення K можна представити у вигляді

$$K = P_{рез} \cdot K_{нит}, \quad (2.13)$$

де $K_{нит}$ – питома вартість одного кіловату установки, що генерує потужність, дол./кВт.

Збиток, що виникає через дефіцит електроенергії при відсутності аварійного резерву

$$Z = P_{рез} T u_a q_{деф}, \quad (3.14)$$

де u_a – питомий збиток через недостатнє постачання електроенергії споживачу, дол./кВт·ч; $q_{деф}$ – інтегральна ймовірність виникнення дефіциту потужності.

Очевидно,

$$p = 1 - q_{деф}. \quad (3.15)$$

З виразів для K та Z , враховуючи, що $Z \geq K$, отримаємо [92]:

$$q_{\text{деф}} > \frac{K_{\text{нум}}}{T y_a}, \quad (3.16)$$

де $T = 8760$ год.

Останній вираз використовується зазвичай з урахуванням коефіцієнта ефективності капітальних вкладів $E_{\text{нум}}$ протягом року, а також річних витрат на амортизацію a_0 , ремонтні роботи та обслуговування $\beta_{\text{екон}}$. Таким чином,

$$q_{\text{деф}} > \frac{K_{\text{нум}} (E_{\text{нум}} + a_0 + \beta_{\text{екон}})}{y_a \cdot T}. \quad (3.17)$$

Наприклад, при $K_{\text{нум}} = 2,75$ дол./кВт, $a_0 + \beta_{\text{екон}} = 0,05$ та $y_a = 0,125$ дол./кВт·ч виявляється $q_{\text{деф}} \geq 0,04$ та $p = 1 - q = 0,096$. При нормованому значенні $p = 0,096$ можливий дефіцит електроенергії у споживача не більше 35 год./рік.

За кордоном, у деяких країнах, приймають $p \approx 0,999$, тоді дефіцит потужності – не більше 8 год./рік.

3.6.2. Оптимізація надійності в промисловому електропостачанні

Для розподільних електричних мереж в якості основних показників надійності також застосовують:

а) ймовірність обмеження навантаження споживачам (порушення електропостачання) порівняно зі значеннями в нормальному режимі;

б) ймовірність неперевищення середньорічного відносного електропостачання деякого нормованого значення [70].

В якості критерію оптимальності приймають мінімум сумарних економічних затрат:

$$Z_{\text{над}} = E_{\text{норм}}^{\text{доп}} K_{\text{інв}}^{\text{над}} (\alpha_0 + \beta_{\text{екон}}) K_{\text{інв}}^{\text{над}} + U_{\Sigma} \rightarrow \min \quad (3.18)$$

Тут $E_{\text{норм}}^{\text{доп}}$ – нормативний коефіцієнт прибутковості інвестицій у надійність;

$K_{\text{інв}}^{\text{над}}$ – сума інвестицій у підвищення надійності;

α_0 и $\beta_{\text{екон}}$ – коефіцієнти амортизаційних відрахувань та експлуатаційних витрат;

U_{Σ} – середньорічне значення збитку від порушень електропостачання.

На рис. 3.5 показано зміни у витратах та їх складових при змінненні надійності електропостачання.

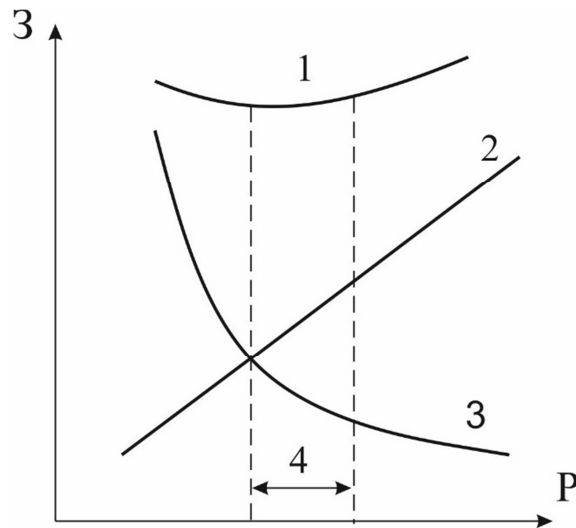


Рис. 3.5. Графік змін у витратах та їх складових при змінній надійності електропостачання:

- 1 – мінімум сумарних економічних витрат;
- 2 – інвестиції в підвищення надійності;
- 3 – збитки від порушень в електропостачанні;
- 4 – зона оптимальних значень

Збільшення надійності системи призводить до зменшення сумарного збитку, але потребує додаткових інвестицій у резервування мережі та експлуатаційні витрати. Сумарні витрати мають достатньо широку зону оптимальності.

Оптимальний ступінь надійності визначається з рівняння

$$\frac{\partial Z_{над}}{\partial K_{над}} = 0, \quad (3.19)$$

рішення якого

$$\frac{\partial Z_{над}}{\partial K_{над}} = E_{норм}^{доп} + \alpha_0 + \beta_{екон} + \frac{\partial Y_{\Sigma}}{\partial K_{над}} = 0. \quad (3.20)$$

Звідси

$$\frac{\partial Y_{\Sigma}}{\partial K_{над}} = E_{норм}^{доп} + \alpha_0 + \beta_{екон} \quad (3.21)$$

Параметр $\frac{\partial Y_{\Sigma}}{\partial K_{над}}$ представляє приріст сумарного збитку на одиницю додаткових інвестицій.

Очевидно, що надійність електропостачання виявляється оптимальною при рівності приросту очікуваного збитку і суми прибутку інвестицій, амортизаційних та експлуатаційних витрат.

Приклад 3.9

$$E_{\text{норм}}^{\text{доп}} = 0,12, \alpha_0 = 0,04, \beta_{\text{екон}} = 0,09.$$

$$\frac{\partial Y}{\partial K_{\text{над}}} = 0,25 \frac{\text{дол} / \text{год}}{\text{дол}}.$$

3.6.3. Значення індексу надійності

Згідно з технічними, енергетичними й економічними особливостями електроенергетики виділили ряд ієрархічних рівнів надійності електропостачання.

Територіальні (регіональні) розподільні мережі 220-150-110-35-10(6) кВ, призначені для забезпечення окремих споживачів, віднесено до 3-го рівня. Для електричних мереж такого рівня ймовірність бездефіцитної роботи споживачів визначена *І.М. Марковичем* величиною $p = 0,996$. У розрахунках було прийнято наступні показники: питома вартість резервних енергетичних потужностей $K_{\text{рез}} - 2,75$ дол./кВт, питомий збиток від порушень електропостачання $y_0 - 0,075$ дол./кВт·год.

Як відомо, одним з найважливіших показників енергетичної ефективності є індекс надійності електропостачання.

В енергосистемах СНД значення індексу надійності знаходиться в діапазоні 0,996. Зарубіжні нормативи надійності, що відповідають сучасному стану енергетики, досить високі: в США – 0,9997, Франції – 0,9997, Нідерландах – 0,9995, Ірландії – 0,9991, Скандинавських країнах – 0,999. Перехід на більш високий рівень надійності потребує витрат $K_{\text{баж}}$ у розмірі:

$$K_{\text{баж}} = K \left(\frac{\lg p}{\lg p_{\text{баж}}} \right)^a, \quad (3.22)$$

де $K_{\text{баж}}$ – капіталовкладення для досягнення бажаного рівня індексу надійності $p_{\text{баж}}$; K – капітальні витрати, при яких забезпечується індекс надійності p ; $a > 1$ – показник ступеня.

При $p = 0,996$ і $p_{\text{баж}} = 0,9998$ $K_{\text{баж}} = K(1,9)^a$. Отже потрібне збільшення витрат не менше, ніж у 1,9 рази.

Оціночні розрахунки показали, що для забезпечення більш високого рівня надійності необхідні витрати в розмірі 0,1-0,2 тис. долл./рік на 1 МВт навантаження.

Розглянемо можливість аналітичного визначення оптимального значення резервної потужності на електростанціях, що забезпечує необхідний рівень надійності роботи енергосистеми.

При збільшенні резервної потужності підвищуються витрати на спорудження електростанцій і знижуються витрати (збитки) від ймовірного недопостачання електроенергії споживачам, тобто загальні витрати можна представити у вигляді [4, 6]:

$$Z = EK + a(p_a + p_{m,o} + p_k)K + Y = K(E + (p_a + p_{m,o} + p_k))Y, \quad (3.23)$$

де E – коефіцієнт ефективності капітальних вкладень K ; a – коефіцієнт, що враховує частку витрат палива на роботу резервної потужності (може бути прийнятий рівним 1,0-3,0); $p_a, p_{m.o.}, p_k$ – частка відрахувань від капітальних витрат на амортизацію, поточний ремонт і обслуговування, капітальний ремонт; Y – збиток від недопостачання електроенергії споживачам.

Враховуючи, що з ростом резервної потужності значення K зростає, а Y знижується, то можна записати:

$$K = k_{num} P_{рез}, \quad (3.24)$$

$$Y = z + \frac{v}{P_{рез}}, \quad (3.25)$$

де k_{num} – питома вартість 1 кВт встановленої резервної потужності на електростанціях (на атомних електростанціях $k_{num} = 3000$ долл./кВт); z – складова, що враховує частку шкоди від недопостачання електроенергії споживачам, яка не залежить від значення $P_{рез}$, грн; v – складова збитку, що залежить від зміни $P_{рез}$ грн·кВт.

Підставивши значення (3.25) і (3.24) в (3.23), отримаємо:

$$Z = k_{num} P_{рез} (E + a(p_a + p_{m.o.} + p_k)) + z + \frac{v}{P_{рез}}, \quad (3.26)$$

З (3.26) знайдемо оптимальне значення $P_{рез}$. Для цього візьмемо першу похідну $dZ/dP_{рез}$ і прирівняємо її до нуля:

$$\frac{dZ}{dP_{рез}} = k_{num} (E + a(p_a + p_{m.o.} + p_k)) - \frac{v}{P_{рез}^2} = 0.$$

Звідси

$$P_{рез} = \sqrt{\frac{v}{k_{num} (E + a(p_a + p_{m.o.} + p_k))}}. \quad (3.27)$$

Розглянемо шляхи визначення значення v . Розділимо ліві й праві частини виразів (3.25) на Y та отримаємо

$$1 = \frac{z}{Y} + \frac{v}{P_{рез} Y} = x_1 + a_1 x_2, \quad (3.28)$$

$$\text{де } x_1 = \frac{z}{Y}, \quad a_1 = \frac{v}{P_{рез} Y}, \quad x_2 = \frac{1}{Y}, \quad a_1 = \frac{1 - x_1}{x_2}.$$

Якщо $x_1 = 1,0$, то $a_1 = 0$, $a_1 x_2 = 0$ і $z = Y = P_{рез} T q_{def} y_0$, де T – розрахунковий період або період спостереження, приймається рівним числу годин на рік, тобто 8760 годин; q_{def} – ймовірність дефіциту потужності; y_0 – питоми системний збиток від недопостачання електроенергії споживачам за відсутності аварійного резерву потужності (знаходиться у межах 3-50 долл./кВт).

$$\text{Якщо } x_1 = 0, \text{ то } a_1 = \frac{1}{x_2} \text{ та } \frac{v}{P_{рез}} = Y,$$

тоді

$$v = P_{рез} Y, \quad (3.29)$$

Якщо $0 < x_1 < 1$, то $a_1 > 0$ та $\frac{v}{P_{рез}} = (1 - x_1)Y$ або $v = (1 - x_1)YP_{рез}$.

Підставимо значення v у формулу (3.27) і отримаємо

$$P_{рез} = \sqrt{\frac{(1 - x_1)P_{рез}^2 T q_{деф} y_0}{k_{num}(E + a(p_a + p_{m.o} + p_k))}}. \quad (3.30)$$

Звідси ймовірність дефіциту потужності

$$q_{деф} = \frac{k_{y\delta}(E + a(p_a + p_{m.o} + p_k))}{(1 - x_1)T y_0}. \quad (3.31)$$

Для забезпечення $q_{деф} = 0,001$ або $p_{баж} = 0,999$ необхідно при $(E + a(p_a + p_{m.o} + p_k)) = 0,4$; $x_1 = 0,1$; $y_0 = 50$ дол./кВт·год; $T = 8760$ годин мати значення k_{num} не більше 1000 дол./кВт.

Застосування високих капіталовкладень повинно забезпечити підвищення надійності всіх компонентів електроенергетичних систем, що використовують потужність магістральних і розподільних електричних мереж та надходження інвестицій в забезпечення пристроїв протиаварійної автоматики й ін.

Глава 4. ЯКІСТЬ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В СИСТЕМАХ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ПІДПРИЄМСТВ

4.1. Якість електроенергії в сталеплавильному виробництві

Розвиток електросталеплавильного виробництва пов'язаний з ростом числа і потужності дугових сталеплавильних печей (ДСП), що викликають погіршення якості електроенергії (ЯЕ) в системах електропостачання промислових підприємств. Одним із способів зменшення шкідливого впливу ДСП на ЯЕ та зниження реактивної потужності, що споживається ними з енергосистеми, є установка керованих статистичних компенсаторів.

Статистичні компенсатори для систем електропостачання підприємств з потужними ДСП повинні задовольняти вимогам, обумовленим особливостями режимів роботи ДСП. Ефективність різних видів керованих статистичних компенсаторів залежить від їх швидкодії, діапазону та плавності регулювання, можливості згладжування резонансних явищ, виникаючих в системі електропостачання ДСП. Деякі типи керованих статистичних компенсаторів можуть призводити навіть до погіршення показників ЯЕ (наприклад, до збільшення значення коефіцієнту викривлення синусоїдальності напруги, що потребує прийняття спеціальних заходів по зниженню рівня вищих гармонік).

Різноманіття та суперечливий характер вимог до компенсуючих пристроїв у системах електропостачання ДСП викликають необхідність комплексного, системного рішення цих питань.

4.1.1. Вплив дугових сталеплавильних печей на якість електроенергії

Електричне навантаження ДСП має циклічний характер. Періоди плавки – розплавлення, окислення та рафінування – чергуються з зупинками печі для зливу рідкого металу, заправки печі та завантаження шихти. Особливістю навантаження ДСП є її рівнозмінний характер – приблизна рівність активної та реактивної потужностей на всіх стадіях плавки (коефіцієнт потужності – 0,6-0,7).

Коливання реактивного навантаження є причиною коливань напруги в системі електропостачання ДСП. Частота коливань струму печі складає 0,1-25 Гц. Причинами коливань з частотою до 1 Гц є: короткі замикання в момент пуску ДСП та при обвалах шихти, розриви дуг при обвалах, нестійке горіння дуг в період розплавлення. Ці коливання носять неперіодичний характер. Зміни струму можуть сягати 100 % номінального струму пічного трансформатора. Коливання з частотами 2-25 Гц відносно регулярні та циклічні. Вони пов'язані з діями електромагнітних сил, що впливають на дуги, вібрацією електродів та ін. Амплітуди коливань не перевищують 50 % номінального струму пічної установки. Найбільшої величини коливання напруги досягають у період розплавлення.

Відхилення і коливання напруги на шинах живлення ДСП призводять до зменшення прикладеної до печі потужності та подовження плавки, а також

позначаються на роботі освітлювального устаткування. Це викликає мерехтіння ламп, що знижує працездатність людей.

Через масове використання світильників, а також їх великої чутливості до коливань напруги, нормування останніх проводиться за ступенем впливу на зір. На рис. 4.1 приведено: спектри енергії коливань напруги на шинах (1), що живлять ДСП потужністю 56 МВ·А, за перші 5 секунд циклу плавки; криву чутливості зору людини до коливань різних частот (2) і спектр енергії коливання напруги, віднесений до чутливості людського зору (3).

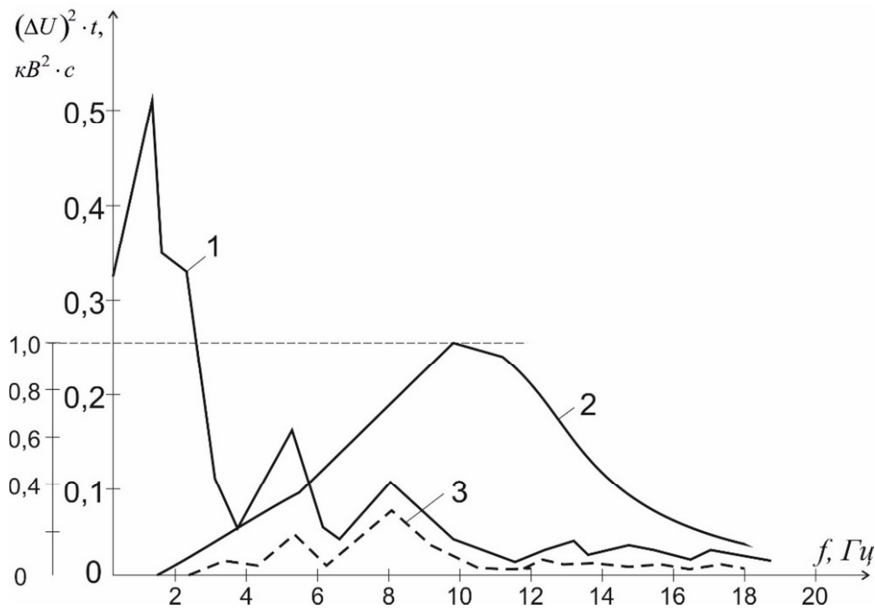


Рис. 4.1. Спектр енергії коливань напруги

З рис. 4.1 зрозуміло, що коливання з частотою 8-10 Гц мають найбільший вплив на зір людини.

Вплив ДСП на мережу живлення призводить до коливань як модуля, так і фази напруги у вузлі підключення ДСП. У результаті виникають коливання потужності на валу електродвигуна, приводах механізмів, що мають вентиляторні характеристики моменту опору; погіршуються характеристики режимів роботи двигунів з постійним моментом опору на валу. Це пояснюється коливаннями кута $\delta(t)$ між векторами е.р.с. синхронної машини \bar{E}_d і напруги прямої послідовності на її затискачах U_1 . В окремих випадках спостерігається вібрація синхронних електродвигунів, а також синхронних генераторів. Пульсації магнітного потоку обумовлюють виникнення додаткової радіальної вібрації з частотою приблизно 100 Гц. Викривлення напруги у вузлах навантажень призводять до коливань активних і реактивних потужностей та струмів статорів синхронних генераторів блок-станцій підприємств.

Можливість підключення ДСП до мережі без порушень нормальних режимів роботи інших споживачів знаходиться співвідношенням:

$$\frac{S_K}{S_{II}} \geq 80,$$

де S_{II} – потужність пічного трансформатора або еквівалентної печі;

S_K – потужність короткого замикання в місці підключення печі.

Нелінійна вольт-амперна характеристика електричної дуги є причиною значних рівнів вищих гармонік в струмі ДСП. Для спектру струму ДСП характерний великий вміст гармонік на частотах, не кратних 50 Гц, особливо в діапазоні частот до 450 Гц.

ДСП також створює несиметрію напруг в мережі живлення, а комутаційні операції в пічних установках можуть бути причиною перевантаження в елементах системи електропостачання.

4.1.2 Заходи, що обмежують впливи дугових сталеплавильних печей на якість електроенергії

До таких заходів відносяться:

- забезпечення стабільності горіння електричної дуги, схемні вирішення;
- засновані на застосуванні спеціальних корегуючих пристроїв.

На практиці можливі поєднання декількох заходів.

Забезпечення стабільності електричної дуги в ДСП, в основному, здійснюється шляхом застосування спеціальних електродів або використання іонізуючих засобів. Відомі експерименти по застосуванню повних електродів, а також електродів з іонізуючим покриттям або добавками. При цьому вдалося досягти зниження рівня коливань реактивної потужності та напруги. Застосування іонізуючих покриттів шихти (наприклад, вапняних), використання окатишів дають аналогічні результати. Іонізація дугового проміжку або створення додаткового магнітного поля в міжелектродному просторі дозволяють досягти тієї ж цілі.

Схемні заходи базуються, головним чином, на можливому зниженні коливань напруги при підключенні ДСП до вузла мережі з великою потужністю короткого замикання, а також на різних способах розділення живлення ДСП та «спокійних навантажень». Спеціальні корегуючі пристрої – це, переважно, швидкодіючі статистичні компенсатори прямої та непрямої компенсації та синхронні компенсатори. Статистичні компенсатори, встановлені в мережах з ДСП, повинні забезпечувати компенсацію реактивної потужності печі та поліпшення ЯЕ в мережі живлення.

Під покращенням ЯЕ, в першу чергу, мають на увазі зниження коливань напруги до допустимого рівня, а також несиметрії та несинусоїдальності напруги. Найбільш вдалим є комплексне вирішення цих задач.

4.2. Якість електроенергії в системах електропостачання вугільних шахт

Вугледобувна промисловість України займає пріоритетні позиції в економіці країни та формуванні внутрішнього валового продукту. Значні інвестиції вкладаються в модернізацію гірничодобувного та енергетичного

обладнання для підвищення ефективності видобутку вугілля. Все частіше почали застосовувати частотний регульовальний електропривод для потужних стаціонарних електроустановок шахт (вентилятори головного провітрювання, усі види підйомних установок, конвеєрний транспорт). Інтенсивне впровадження силової перетворювальної техніки в системах електроспоживання шахт призводить до виникнення електромагнітних перешкод (ЕМП). Вони носять, як правило, гармонічний характер.

Дотримання показників якості електроенергії в системах електропостачання шахт дозволяє економити не тільки паливно-енергетичні ресурси, а й інші види матеріальних ресурсів, частина яких при зниженому ЯЕ витрачається на браковану й утилізовану продукцію.

Зниження рівнів вищих гармонік в електромережах є частиною загальної задачі зменшення впливу нелінійних навантажень на живлячу мережу і покращення якості електроенергії в мережах електропостачання підприємств. Комплексне вирішення цієї задачі, засноване на застосуванні багатофункціональних пристроїв, виявляється більш вдалим в економічному сенсі, ніж використання заходів щодо поліпшення форми струму мережі перетворювача.

При паралельному з'єднанні LC-ланцюгів, налаштованих на частоти окремих гармонік, реалізуються резонансні фільтрокомпенсуючі пристрої (ФКП). Дефіцит реактивної потужності на шинах підстанції в цьому випадку має бути повністю покритий за допомогою батареї конденсаторів ФКП, причому встановлена потужність конденсаторів використовується на 80-90 %.

При наявності в складі навантаження шахти електроприймачів з перетворенням частоти виникають небезпечні резонанси, обумовлені створенням коливального контуру «мережа живлення – батарея конденсаторів». Особливістю таких режимів є взаємозв'язок з технологічними циклами роботи окремих стаціонарних електроустановок шахти.

Увімкнення батареї конденсаторів обумовлює нелінійний характер частотної характеристики.

У післяаварійному режимі роботи шахти частота резонансу знижується (резонансна група частот 200-350 Гц). В аварійному режимі роботи шахти (наприклад, при паралельній роботі двох вводів) резонансна частота підвищується до 300-400 Гц. Подібні режими призводять до аварій і виходу з ладу системи електропостачання.

Сьогодні накопичено позитивний досвід боротьби з несинусоїдальною напругою в системах електропостачання вугільних шахт з потужними нелінійними навантаженнями. У 2010 році на шахті ім. «Героїв космосу» були встановлені ФКП 5-ї гармоніки виробництва «ЧКД-Електротехніка» (Чехія). ФКП налаштовано на фільтрацію 5-ї гармоніки, потужність конденсаторів складає 2·2500 квар. Передумовою для їх монтажу стала модернізація вентилятора головного провітрювання шахти із заміною приводного двигуна та встановлення системи асинхронного тиристорного каскаду (АТК) для керування режимами провітрювання, а також обладнання двигунами постійного струму з вентилярними перетворювачами напруги та системою

управління ЕКТЦ (електропривід комплектний тиристорний) вугільних та породних підйомів. Це призвело до покращення якості напруги за показниками несинусоїдальності.

Враховуючи, що шахта ім. «Героїв Космосу» є першим гірничодобувним підприємством в Україні, де застосовані регульовані ФКП, було проведено експериментальний аналіз показників якості напруги при різних режимах роботи шахти. У результаті комплексних практичних досліджень за допомогою аналізатора якості напруги «FLUKE 435» отримано тимчасові залежності показників якості по несинусоїдальності та коефіцієнту потужності. Залежності показали ефективність застосування регульованих ФКП для підвищення якості електроенергії та компенсації реактивної потужності в мережах вугільних шахт України.

Моделювання амплітудно-частотних характеристик (АЧХ) та експериментальні заміри режимів роботи шахт дозволили визначити, що резонансні процеси тією чи іншою мірою проявляються на всіх шахтах. Виникнення резонансів неминуче при одночасному включенні БК та перетворювачів частоти різних типів. Для унеможливлення виникнення аварійних режимів систем електропостачання шахт, зниження рівня додаткових втрат енергії, продовження терміну служби ізоляції електричних машин і кабелів необхідно контролювати рівні вищих гармонік при подальшому впровадженні перетворювальної техніки.

4.3. Якість електричної енергії в електричних мережах з печами опору

У сучасних електропечах опору (ЕПО) є можливість регулювання потужності нагріву окремо по кожній з трьох фаз, що має бути використано при симетруванні трьохфазної системи напруг. Для якісної оцінки симетруючого ефекту неповнофазних режимів живлення ЕПО необхідно оцінити межі змін показників несиметрії при різних комбінаціях параметрів мережі та навантажувальних характеристик. Через це було запропоновано математичну модель для параметричного синтезу оптимальних відношень загальноцехового та електропічного навантаження для усунення несиметрії.

Навантаження на шини низької напруги цехового трансформатора носить симетричний характер, а джерелом несиметрії є електропічна установка. Такий підхід дозволяє визначити долю несиметрії, що приходить на неповнофазні режими печі. Використання спеціальних режимів роботи ЕПО, визначених як енергозберігаючі, визначає наступні режими електричних мереж:

- поява несиметрії напруг зворотної та нульової послідовностей. Такий режим може мати місце у разі переведення електропечі в несиметричний режим при абсолютно симетричному розподіленні іншого цехового навантаження по фазах. Доцільність застосування такого режиму має бути визначена при порівнянні загальних витрат в електромережі та втрат від виникнення несиметрії напруг;

- зменшення коефіцієнтів зворотної та нульової послідовностей напруги. Цей режим реалізується при правильному визначенні найбільш завантаженої

фази мережі та розподілення пічного навантаження на фази, що мають меншу завантаженість (при двохфазному режимі живлення ЕПО) або переключенні усього пічного навантаження на фазу з найменшим навантаженням (при однофазному режимі живлення ЕПО).

Для оцінки симетруючих властивостей ЕПО необхідно сформувати регульовальні залежності від поєднання параметрів печі та розміщення її в системі електропостачання підприємства. Ефект симетрування оцінюється при допущенні, що несиметрія обумовлюється тільки ЕПО, а інше навантаження має симетричний характер.

При аналізі даних залежностей особлива увага приділяється врахуванню потужності короткого замикання мережі, а також співвідношення потужності печі й трансформатора, потужності печі та потужності несиметричного навантаження. Коректування несиметричних режимів здійснюється за допомогою активних опорів навантаження.

Значення коефіцієнтів несиметрії мають максимальні рівні при будь-яких відношеннях потужностей. Через це у розрахунках враховуються максимально можливі їх значення в неповнофазних режимах. У реальних режимах ця умова не завжди виконується, так як потужність нагрівачів може знижуватись і буде знижуватись і значення коефіцієнтів несиметрії. Однак отримані залежності мають практичну цінність у зв'язку з можливістю оцінки граничних коефіцієнтів несиметрії та граничних регульовальних характеристик.

Залежності для коефіцієнтів нульової послідовності аналогічні. Для усунення несиметрії по нульовій послідовності маємо більш ефективні способи (наприклад, зниження опорів нульової послідовності цехових трансформаторів шляхом зміни схеми з'єднання обмоток). Зниження коефіцієнту несиметрії нульової послідовності найбільш ефективно проводити за допомогою схемних рішень, а не перерозподілення навантажень по фазах.

Робимо висновок, що регулюючий ефект застосування неповнофазних режимів живлення електропечей залежить від параметрів мережі (потужність КЗ), а також від співвідношення несиметричного навантаження і трьохфазного симетричного. При моделюванні було вибрано можливий діапазон змін вказаних параметрів. Максимальне значення коефіцієнтів несиметрії спостерігається при відношенні параметрів

$$\frac{S_{ЕПО}^*}{S_c^{(3)}} = 1.$$

При цьому великі коефіцієнти несиметрії спостерігаються при двохфазному режимі роботи ЕПО; однофазні режими формують менші значення коефіцієнтів.

4.4. Особливості систем електропостачання целюлозно-паперових комбінатів

Основні виробництва целюлозно-паперових підприємств характеризуються поточністю, тобто вихід з ладу однієї ланки викликає

тривалий розлад всього технологічного процесу і потребує безперервного електропостачання. Навіть при короткочасному зупиненні електропостачання зупиняється складне устаткування, порушується технологічний процес.

Підприємства целюлозно-паперової промисловості – великі споживачі теплової та електричної енергії. Цим пояснюються особливості електропостачання цієї галузі в цілому. Із загальної кількості палива, що споживає галузь, 94 % витрачається на вироблення тепла та електроенергії.

Целюлозно-паперова промисловість споживає в середньому 2,7 % електроенергії в країні з розвиненою промисловістю та будівництвом. Основну частину електроенергії (60 %), що споживає галузь, витрачають великі підприємства.

Структура електроспоживання галузі за цільовим спрямуванням характеризується тим, що основна доля електроенергії (приблизно 85 %) витрачається на приводи технологічних і допоміжних механізмів і лише незначна частина (десь 2,5 %) – на інші електроапарати для технологічних процесів.

Основними джерелами електропостачання великих підприємств галузі є власні ТЕЦ, будування яких є доцільним для комбінованого постачання підприємства теплом та електроенергією. При наявності на об'єкті виходу великої кількості вторинних енергоресурсів (кори, дерев'яних відходів, упарених сульфатних лугів, бардяних концентратів та ін.) доцільно будувати утилізаційні теплові станції (ТЕС). Питома вага використання горючих вторинних енергоресурсів у паливному балансі галузі складає більше 18 %.

Підприємства целюлозно-паперової промисловості – енергоємні підприємства. Сумарна встановлена потужність електрообладнання на великих целюлозно-паперових комбінатах складає 300-350 МВт при числі електроприводів до 15 тис. шт. Електричні навантаження основних виробничих цехів таких підприємств сягають 30-50 МВт.

Несинусоїдальність напруги на підприємствах целюлозно-паперової промисловості знаходиться в межах 3-4 %, в окремих випадках – 6-7 %. Найбільші значення несинусоїдальності має в мережах 0,4-6 кВ, що живлять керовані вентильні перетворювачі електроприводів папероробних машин, а також керовані та некеровані перетворювачі електролізних цехів.

Дослідження, проведені на ряді комбінатів, що живляться від тягових підстанцій енергосистем, показали, що середнє значення коефіцієнту несиметрії складає 2,2 %. Найбільшого значення (4-4,5 %) цей коефіцієнт досягає в період проходження великовантажних потягів в районі головної понижувальної підстанції підприємства. Ймовірність появи цього значення протягом доби складає приблизно 7 %, тривалість періоду максимальної несиметрії складає 8-10 хв. Найбільш несприятливо позначається несиметрія напруги на роботі генераторів ТЕЦ: несиметрія струмів досягає 10 % при коефіцієнті несиметрії 2,2 % і майже подвоюється при максимальній несиметрії напруг, внаслідок чого виключається можливість централізованого регулювання напруги в мережі за допомогою генераторів власних ТЕЦ підприємства. В періоди мінімальних

навантажень реактивна потужність турбогенераторів знижується, однак несиметрія струмів, як правило, перевищує допустимі значення.

Значні коливання напруги, що виходять за нормовані ГОСТ 13109-97 межі, спостерігаються досить рідко. Це пояснюється відносно невеликою частотою включення навантаження вказаних вище механізмів, що працюють в нестабільному режимі.

Відхилення напруги в мережах більшості підприємств виходять за допустимі межі. В багатьох випадках це визначається нераціональним використанням реактивної потужності однієї чи двох блок-станцій, а також тим, що трансформатори, встановлені на ГПП, як правило, не мають пристроїв регулювання напруги під навантаженням (РПН). Суттєве значення має також факт, що на трансформаторах ГПП навіть при наявності автоматичних пристроїв РПН закон регулювання напруги не завжди узгоджений з режимом роботи мережі, особливо в періоди найбільших і найменших навантажень.

4.5. Системи електропостачання залізниць

Залізничний транспорт загального призначення є великим споживачем електроенергії, на долю якого припадає майже 6,0 % загального споживання електроенергії в країні.

На кінець 2016 р. корисне споживання електроенергії споживачами складало приблизно 53 млрд. кВт·год.

Крім підприємств залізничного транспорту від електричних мереж (транзитом) отримують електроенергію «сторонні» споживачі (субабоненти), електроспоживання яких становить 47 % від споживання електроенергії об'єктами залізниць. Втрати електроенергії в мережах складають 9-10 %.

Електромагнітні процеси в тягових мережах носять стаціонарний або квазістаціонарний характер. Наявність нелінійних, несиметричних і різкозмінних навантажень визначає складний багатофакторний характер цих процесів. По суті, всі процеси носять стохастичний характер при нормальному або близькому до нього законі розподілення.

На тягових підстанціях, а також підстанціях споживачів, що отримують від них живлення, проводиться перетворення змінного струму в постійний. У країнах СНГ більше 60 % електроенергії використовується в перетвореному вигляді: застосовуються статистичні вентильні перетворювачі, внаслідок чого в тяговій мережі та лініях передачі виникають вищі гармоніки струму і напруги. Склад гармонік у струмі фідера або в фазі ліній передачі відрізняється значеннями та фазами. Зміна кривих струму і напруги в тяговій мережі при роботі електровозів у характерних режимах на різних відстанях від підстанцій відрізняється.

На підстанціях постійного струму до останнього часу використовували 6-пульсні перетворювачі зі схемою «дві зворотні зірки з урівнюючим реактором», що генерує гармоніки 5-го, 7-го і т.д. порядків; їх сумарний рівень сягав 0,3 від рівня постійної складової. Перехід на мостові схеми дозволяє покращити ситуацію лише при використанні перетворювачів з великою пульсністю. В

системі тягового електропостачання змінного струму при встановленні на електровозах двопульсних вентильних перетворювачів (ВП), крім вказаних вище ВГ, виникають значні гармоніки порядків, кратних трьом.

До останнього часу при аналізі електромагнітних процесів в мережах електрифікованих залізниць не звертали увагу на наявність інтергармонік (ІГ) або проміжних гармонік, що виникають внаслідок перехідних процесів статистичних перетворювачів. В окремих випадках рівні ІГ перевищують рівні канонічних гармонік. При впровадженні на електровозах частотних перетворювачів рівні ІГ можуть виявитися більшими, ніж ВГ.

Система електропостачання залізниць змінного струму представляє собою сукупність одно- або двофазних навантажень трифазної системи, в результаті чого тягове навантаження є несиметричним відносно тягового трансформатора і зовнішньої системи електропостачання. Ці навантаження є джерелом несиметрії у трифазній мережі, зокрема, несиметрії напруги у тягових споживачах системи «два провідника – рельс», а також суміжних не транспортних споживачів, що приєднані до обмоток тягових трансформаторів. Несиметрія «проникає» і в мережі 110-220 кВ. Потрібно зазначити, що при цьому рівень напруги по фазах мережі виявляється різним. Негативні наслідки впливу несиметрії і несинусоїдальності загальновідомі та широко описані в спеціальній літературі.

Несиметричне навантаження мережі споживача і присутність в ній гармонік призводить до 20 %-го додаткового зношення ізоляції (за експертними оцінками), тобто до скорочення служби на 20 %.

У тягових мережах мають місце різкі зміни режиму напруг (коливання напруги), пов'язані з рухом потягів. Вони виникають через зміну навантажень локомотивів (наприклад, при проходженні крутого підйому або пункту секціонування, зміні напруги на шинах тягових підстанцій, при рекупераціях та інших випадках). Дисперсія коливань (у відносних одиницях – в.о.) не перевищує 0,1. У зв'язку з цим вплив коливань напруги на втрати зазвичай не розглядають. Однак принципове значення мають соціальні наслідки коливань напруги – мерехтіння (або флікери) освітлювачів – як для персоналу тягових підстанцій, так і суміжників. Через це показники ЯЕ, що відносяться до коливань напруги, мають обов'язково контролюватися в тягових мережах і мережах суміжних споживачів.

Приведений вище короткий огляд електромагнітних процесів в електричних мережах залізниць дозволяє зазначити, що показниками ЯЕ, обумовленими виникненням економічного збитку, а також необхідністю контролю в усіх видах діяльності, є: відхилення від номінального або узгодженого значення напруги живлення; значення гармонічних складових напруги і повних коефіцієнтів гармонік; коефіцієнти несиметрії напруги по зворотній та нульовій послідовностям; короткочасні та довгі дози флікери.

4.6 Електротехнологічні установки

На роботу електротехнологічних установок (ЕТУ) найбільшою мірою впливають відхилення напруги. Вплив інших показників якості електроенергії, як правило, незначний. При наявності відхилень напруги змінюється споживання активної та реактивної енергії. Одночасно має місце зміна якості та кількості продукції, що випускається, розлад технологічного процесу, скорочення терміну служби обладнання й інші негативні наслідки. Як правило, залежність продуктивності ЕТУ від відхилень напруги представлена за допомогою характеристик $Z = Z(\delta U)$.

Збиток при роботі електротехнологічних установок, що залежать від відхилення напруги δU , описується рівнянням

$$Z(\delta U) = (E_n K + B_{II})(1 - P^*) + C_{y.э} W_{Г} P^x (w^x - 1), \quad (4.1)$$

де K – капітальні витрати на ЕП;

B_{II} – постійна частина витрат виробництва, тис. грн/рік;

P^* – відносні зміни продуктивності;

$C_{y.э}$ – питома вартість ЕЕ, грн/кВт·год;

$W_{Г}$ – річне споживання активної енергії, кВт·год;

w^x – відносна зміна питомих витрат ЕЕ.

Графіки залежностей P^* та w від δU для різних електротехнічних установок – печей опору періодичної дії (криві 2 і 5); дугових сталеплавильних печей (3 і 4) та індукційних тигельних печей (1 і 6) – представлені на рис. 4.2.

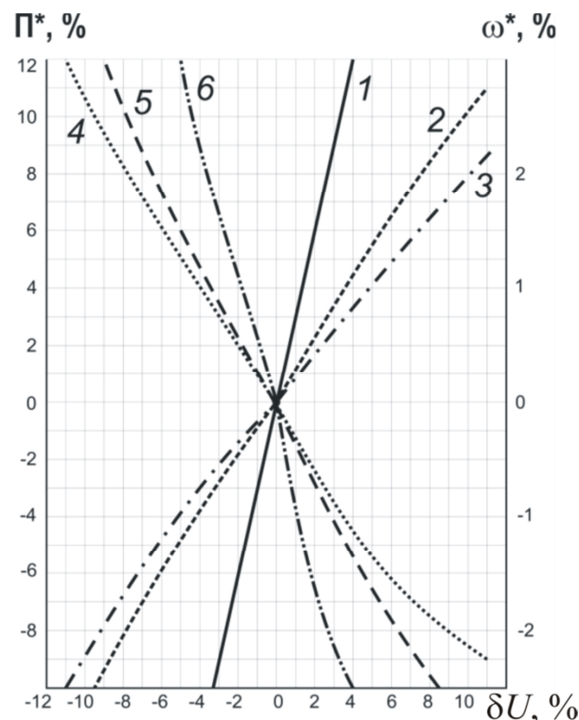


Рис. 4.2. Залежності відносних змін продуктивності P^* та питомої витрати електроенергії для електротехнічних установок

Відхилення напруги на підстанціях від номінального значення позначається, головним чином, на роботі термічних печей та освітлювального навантаження, що входять до складу узагальненого навантаження, а також асинхронних двигунів.

Статична характеристика узагальненого навантаження має вигляд:

$$P_{нагр}(U) = P_0 \left[1 - K_p^U \left(1 - \frac{U}{U_{нл}} \right) \right], \quad (4.2)$$

де K_p^U – регулюючий ефект навантаження по напрузі.

Значення K_p^U , % [69]:

<i>чорна металургія</i>	– 1,75
<i>целюлозно-паперова промисловість</i>	– 1,90
<i>хімічна промисловість</i>	– 3,10
<i>текстильна промисловість</i>	– 2,70
<i>комунально-побутове господарство</i>	– 0,80
<i>узагальнене навантаження</i>	– 1,5-1,75

$K_p^U \left(1 - \frac{U}{U_{нл}} \right) = E(U_x)$ – ступінь обмеження навантаження через зниження

напруги.

Абсолютне зниження навантаження:

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

При розрахунку зниження електроспоживання ΔE (кВт·год) протягом року врахуємо, що обмежується частина графіка навантаження пропорційно значенню $E(U_x)$ (в.о.)

$$\Delta E = \Delta NE(U_x) \tau,$$

де τ – тривалість обмеження навантаження протягом доби, год/доб.

Річний збиток споживача через роботу при зниженій напрузі:

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

тут z_o – питомий збиток від зниження напруги, грн./кВт·год.

Значення питомих збитків прийнято в припущенні, що зниження споживання електроенергії обумовлено зниженням напруги в електричній мережі.

Приклад 4.1. Визначити економічні втрати (збиток) при зниженні напруги у вузлі СЕП, до якого підключено підстанцію підприємства, при вихідних даних:

- об'єм виробництва валової продукції – 14650 млрд грн/рік;
- $N = 500$ млн дол/рік;
- середнє значення навантаження – 100 МВт; коефіцієнт максимуму $K_m = 1$;
- річне споживання електроенергії – 650 млн.кВт·год/рік;

- номінальна і фактична напруги на шинах 110 кВ підстанції – 110 кВ і 102 кВ;
- характер навантаження – змішаний; регулюючий ефект по напрузі – 1,70;
- питомий збиток від зниження напруги – 8,06 грн./кВт·год (0,27 дол./кВт·год);
- тривалість обмеження навантаження протягом доби – 12год/доб.

Розв’язання.

1. Ступінь обмеження навантаження через роботу при зниженій напрузі [38]:

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

2. Абсолютне зниження навантаження

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

3. Зниження електроспоживання внаслідок роботи при зниженій напрузі протягом року

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

4. Те ж саме, в частках річного споживання електроенергії

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

5. Збиток споживача через роботу зі зниженою напругою

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

Таким чином, робота обладнання підстанції зі зниженою напругою призводить протягом року до збитку, що складає 0,36 % від вартості виробленої продукції.

Глава 5. ОСНОВНІ ПОЛОЖЕННЯ КОНЦЕПЦІЇ SMART GRID У ЗАДАЧАХ ЕЛЕКТРОМАГНІТНОЇ СУМІСНОСТІ

5.1. Недоліки сучасної енергетики

Сучасні мережі електропостачання мають ряд суттєвих недоліків, що й обумовлює необхідність корінних змін в електроенергетиці. Це, перш за все, незначна кількість засобів регулювання напруги та реактивної потужності, недостатня пропускна здатність міжсистемних ліній зв'язку, нераціональний розподіл потоків потужності.

Має місце значний знос енергетичного обладнання (до 60 %) та електричних мереж (до 80 %). Більше половини електричних мереж відпрацювали свій нормативний термін, а 7 % – два нормативних терміна. Також є актуальним послаблення технологічної дисципліни, правил і регламенту експлуатації, що призводить до зниження його надійності та безпеки експлуатації. Так, наприклад, сучасний рівень надійності низки енергооб'єднань України знаходяться в межах 0,96-0,98, що нижче нормативу 0,996. Між тим, норматив надійності (без дефіцитного електропостачання) в країнах з розвинутою економікою складає:

США	–	0,9997;
Франція	–	0,9997;
Нідерланди	–	0,9995;
Ірландія	–	0,9991;
Скандинавські країни	–	0,9999.

Різко знизилася надійність енергопостачання в усіх галузях народного господарства країни, зросла аварійність, сталася низка аварій (наприклад, в Сполучених Штатах Америки та в інших промислово розвинених, що стали наслідком недотримання правил експлуатації й технічного регламенту.

Відомості про аварію на потужній ГЕС у 2009 році, її причини та наслідки є в матеріалах розслідування, експертних висновках професіоналів. За масштабами ця аварія була найзначнішою в історії енергетики не тільки СНД, а й світу. Нічого подібного раніше не відбувалося.

У нормальному режимі роботи електростанція видавала всю потужність по ЛЕП 500 кВ в об'єднану енергосистему (ОЕС). Було відомо, що система АСУ морально і технічно застаріла й підлягала заміні.

Вночі (00 годин 31 хв.) 17 серпня диспетчер ОЕС, з огляду на несправності назначив ГЕС головним регулятором потужності цієї об'єднаної енергосистеми та перевів її на автоматичне регулювання. Технічне керівництво ГЕС запропонувало призначити в якості регулятора гідроагрегат № 2, технічний стан якого був у незадовільному стані – з високим рівнем вібрацій.

Лавиноподібне збільшення вібрації призвело до послаблення кріплення кришки гідротурбіни, обірвало частину шпильок (агрегат кріпиться на 80 шпильках, на деяких з них були відсутні гайки, інші – перетиснуті по різьбі), що мали втомний знос до 80-95 %.

Величезна маса води під впливом натиску 212,04 м (це відповідає 21,2 атм або 21,2 МПа) та гідравлічного удару зруйнувала напірний водовід, розгерметизувала напірну камеру та вирвала ротор гідротурбіни з її шахти, яка мала діаметр 9,6 м. Ротор разом з кришкою турбіни та хрестовиною піднявся на 3 метри, обірвав при цьому лопатки робочого колеса й направляючого апарату, ламаючи все на своєму шляху. Було зруйновано стіни будівлі та все обладнання в машинній залі. Загинули 75 людей. Такі виявилися наслідки цієї безпрецедентної техногенної аварії.

В акті висновків експертів вказано на велику кількість помилок та упущень, згадано неякісні ремонти, непрацюючі датчики контролю вібрації та ін. Також причинами аварії названо:

- низький професійний рівень кваліфікації керуючих кадрів та інженерних служб;

- низький рівень технічного й оперативного персоналу ГЕС ;

- повний розвал системи технічного обслуговування, зниження рівня протиаварійної роботи;

- непрофесійність персоналу і керівництва.

Згідно з думкою спеціалістів аварія на ГЕС стала наслідком системної кризи в енергетиці, де енергетична безпека знаходиться на дуже низькому рівні.

Значно зріс середній вік персоналу, порушено спадкоємність поколінь. Тому найбільш значущими проблемами, вирішення яких повинно бути першочерговими, є зменшення витрат електроенергії, регулювання напруги та реактивної потужності, підвищення надійності й якості електропостачання.

Особливе значення мають проблема надійності, що визначає безпеку умов існування людства, та енергетична безпека. Проблема якості та надійності електропостачання продовжує залишатися найважливішою не тільки для великих промислових споживачів, але й для побутових і комунальних, які часто мають претензії з приводу низької якості електроенергії, частих аварійних відключень.

Основні причини зниження надійності й якості електропостачання:

- дефіцит джерел енергії, недостатня їх потужність;

- значна зношеність обладнання;

- прогресуючий рівень втрат електроенергії при її перетворенні.

Ці причини значною мірою обумовлюють виникнення нової концепції, де враховані такі очевидні обставини, як зростання вимог споживачів до надійності й якості електропостачання, постійне підвищення вартості електроенергії в світі, недостатній рівень надійності електропостачання.

5.2. Основні положення концепції Smart Grid

Останніми роками подальший розвиток енергоефективності й надійного енергозабезпечення пов'язують з розробкою та використанням техніко-економічної концепції Smart Grid. Це «розумна» або «інтелектуальна», повністю інтегрована, саморегульована й самовідновлювальна мережа.

Сьогодні відомі проекти, реалізація яких на основі технології Smart Grid забезпечила споживачу помітний вигащ в оплаті енергетичних послуг, а для енергопостачальної організації отримано позитивний результат за рахунок вирівнювання графіка максимуму навантаження й зменшення втрат електроенергії. В інтелектуальній електричній мережі має місце перетворення електричних мереж з пасивними пристроями передачі й розподілу енергії в активні елементи, де в реальному часі, залежно від режимів роботи енергосистеми, відбувається зміна параметрів і характеристик мереж. При цьому мережі обладнуються сучасними швидкодіючими пристроями силової електроніки та (або) машино-вентильними системами. Ці пристрої надають інформацію про режими роботи мережі та стану обладнання в режимі он-лайн.

За кордоном виконано аналіз шляхів розвитку електроенергетики: проведено всебічні дослідження з оцінки спрямованості електричних компаній щодо розвитку Smart Grid. Близько 80 % респондентів вважають головною метою розвитку Smart Grid підвищення надійності. Приблизно стільки ж назвали розвиток систем автоматизованого комерційного обліку енергоресурсів першочерговою задачею на шляху до Smart Grid. Відзначено також важливу роль автоматизації розподільчих мереж і систем управління й моніторингу навантаження.

Найбільш масштабні програми та проекти щодо концепції Smart Grid розроблені й реалізуються в США (19 млрд дол.), Китаї (70 млрд дол.), Європейському Союзі (7 млрд дол.). Важливо відзначити, що одним з основних замовників даних проектів виступає держава. Сумарні капіталовкладення в розвиток інтелектуальної енергетики згідно з розрахунками складає: в США – 340-475 млрд дол. (мінімальне та максимальне значення), в Росії – 78-106 млрд дол. В Україні, на думку експертів, вартість створення енергосистеми складе близько 10-12 млрд дол. Ці дані приведені за результатами розрахунків виконаних у 2000 році. Для їх використання необхідно враховувати значення коефіцієнта дефляції в наступні роки.

Таблиця 5.1

Індекс дефляції капітальних вкладень і збитків при порушенні електропостачання споживачів на 2000–2020 роки

2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
1,0	1,144	1,288	1,421	1,633	1,83	2,067	2,415	2,838	3,206

2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
3,533	3,859	4,167	4,434	4,843	5,148	5,415	5,627	5,818	6,016	6,268

У більшості розробок розглядаються п'ять спрямувань розвитку або п'ять груп ключових технологічних напрямів Smart Grid [49].

1. Так звані «розумні» (інтелектуальні) вимірювальні пристрої та прилади, що являють собою, як правило, Smart-лічильники та Smart-датчики.

2. Використання удосконалених методів управління найважливішими областями розвитку, що включають у себе розподілені інтелектуальні системи управління, які працюють в режимі реального часу, а також аналітичні інструменти для підтримки комунікацій на рівні об'єктів енергосистеми. Нові алгоритми та методики управління енергосистемою допускають також управління її активними елементами.

3. Упровадження вдосконалених технологій і компонентів електричної мережі, зокрема, це гнучкі передачі змінного струму Facts, системи постійного струму, надпровідні кабелі, напівпровідникова силова електроніка, електричні накопичувачі й ін.

4. Методи підтримки прийняття рішень та інтегровані інтерфейси, що забезпечують функціонування розподільної системи моніторингу і контролю (в тому числі поточного), контроль генерації в системі, вимірювання протікаючих процесів, функціонування енергосистеми в цілому та її елементів.

5. Інтегровані комунікації, завдяки яким забезпечується взаємозв'язок і взаємодія елементів вказаних вище чотирьох груп. Останнє, по суті, й представляє Smart Grid як технологічну систему.

Отже, що робити? На думку спеціалістів (професор Б.І.Кудрін та ін.[9, 12, 79]), перш за все, що не робити? Не створювати єдиного суперрегулятора, який забезпечує контроль всієї енергетики та монополізацію збуту, не перешкоджати споживачам, взаємодіяти з постачальниками електроенергії.

Отже, узагальнюючи сказане вище, відмітимо головне.

Smart Grid передбачає не тільки об'єднання енергосистем, а й участь користувачів в їх роботі. Необхідно виконати трансформацію систем з метою впровадження (інтеграції) розподільної генерації від відновлювальних джерел електроенергії (ВДЕ). Smart Grid передбачає забезпечення віддалених (кінцевих) споживачів необхідними інструментами для їх нормального функціонування, а також надання необхідних послуг для місцевого і дистанційного вимірювання електроспоживання. Точне знання навантажень буде можливим завдяки розвитку інтелектуальних мереж та їх оптимізації. Використання сучасних лічильників, що фіксують збої в подачі електроенергії, забезпечить якість електроспоживання й послуг по розподіленню енергії. Баланс між попитом і пропозицією забезпечується двонаправленим інформаційним потоком завдяки впровадженню сучасних ІТ-систем вимірювання, оцінки технічного стану й діагностики.

5.3. Вимірювальні прилади та пристрої

До числа найважливіших технологічних областей і компонентів сучасної СЕП, що заснована на концепції Smart Grid, відносяться вимірювальні прилади і пристрої, технології вимірювання та зчитування. Їх функції полягають, головним чином, у визначенні стану обладнання електричних мереж, а також забезпеченні безперервним моніторингом даних. Указані прилади та пристрої є важливим засобом оптимізації режимів ЕЕС, забезпечення підтримки комплексних вимірювань.

Вимірювальні пристрої в технології Smart Grid орієнтовані на клієнта і сприяють забезпеченню необхідного рівня витрат електроенергії. Це реалізується за допомогою графіків електричних навантажень клієнта з урахуванням зміни цін на електроенергію. Характерною особливістю такої технології буде наявність двосторонніх зв'язків між споживачем та постачальником енергії.

Такі підходи будуть реалізовані на основі Інтернету, його цифрових комунікаційних можливостей. В якості каналів зв'язку знайдуть застосування широко поширені безпроводні лінії зв'язку, оптоволоконна мережа, радіозв'язок, а також широкосмугові електричні лінії з вбудованим Інтернетом. Удосконалена технологія зчитування та вимірювання розширює спектр наданої інформації: для комунальних підприємств будуть представлятися значення коефіцієнту $tg \varphi$, параметрів якості електроенергії та стану обладнання, ідентифікації відмов, визначення місць пошкодження. До числа важливих параметрів увійдуть значення навантаження трансформатора, ліній і ряд інших параметрів.

Підвищення надійності СЕП пов'язують з використанням сучасних цифрових реле, заснованих на інтелектуальних принципах. Вони будуть інтегрувати результати моніторингу, контролю й захисту, автономно взаємодіяти один з одним. Постійний моніторинг, оцінка стану електрообладнання, безумовно, будуть сприяти підвищенню енергетичної безпеки СЕП.

Інноваційні виміри забезпечать контроль коливань навантаження, підтримку при перенавантаженнях й знизять експлуатаційні витрати, що вигідно також для енергопостачальних підприємств.

5.4. Розподілена генерація

В останні десятиріччя минулого століття в світовій енергетиці проявилися специфічні застійні явища, що уповільнюють розвиток теплової, атомної та гідроенергетики. До середини століття збільшення одиничної потужності агрегатів уповільнювалося внаслідок очевидного вичерпання можливостей технологічних принципів, на яких базувався прогрес енергетичної галузі, що, очевидно, позначилося на її економіці. В деяких країнах, що володіли великою територією (США, Росія та ін.), електрифікація віддалених споживачів була незадовільною (так, наприклад, в Росії як результат реалізації плану ГОЕЛРО більше 1/3 території взагалі не було електрифіковано) [13]. Принципове змінення цієї тенденції у 80-х роках минулого століття було викликане появою газотурбінних і парогазових установок з ККД більше 50 % і широким діапазоном потужності та на їх основі – теплофікаційних ліній ТЕЦ.

Отримали розвиток також енергетичні установки з відновлювальними джерелами енергії: вітряні (ВЕУ), сонячні, приливні, біогазові та ін. Ці джерела електроенергії встановлюються безпосередньо у споживачів і підключаються до розподільчих мереж 6-35 кВ.

Ці установки отримали назву «розподільча генерація». Це одна з найважливіших складових концепції Smart Grid, що передбачає децентралізацію генерації із зростанням долі розподільчої генерації. Порівняно з централізованою розподільча генерація є більш гнучкою, дає можливість вирішувати ряд важливих проблем електропостачання (наприклад, проблема дефіциту електроенергії). Відомий факт, що енергосистема з більшою кількістю розподільчих малих генераторів функціонує з тим же ступенем надійності, однак меншою сумарною потужністю, ніж енергосистема з генератором більшої потужності. Елементи розподільчої генерації при високому ступені автоматизації та простоті обслуговування при експлуатації вільні від людського фактору. Саме тому підвищення енергоефективності економіки характеризується зростанням кількості нетрадиційних та відновлювальних джерел енергії.

Упровадження розподільчої генерації потребує технічного переоснащення комплексу обладнання електричних мереж, перш за все, його основного електрообладнання. Структура розподільчих мереж обумовлює передачу електроенергії в одному напрямку – від генераторів до споживача. Однак наявність розподільчої генерації означає установку невеликих генераторів у споживачів, які зможуть продавати електроенергію в систему, аналогічно великим компаніям.

Для розвитку мережевої інфраструктури необхідне застосування пристроїв FACTS, силової перетворювальної техніки, активно-адаптивних ліній, систем автоматичного управління та захисту для забезпечення повного моніторингу енергетичної системи, що покращить її управління та ефективність, а також забезпечить збільшення надійності електроспоживання до 0,999-0,9997. Ця трансформація енергетичної системи наряду з позитивними якостями створює певні проблеми [50, 56, 57].

1. Розподільча генерація розвантажує електричні мережі, що сприяє зниженню втрат електроенергії, збільшенню надійності та стійкості. Однак розподільча генерація в електричній мережі передбачає наявність новітніх елементів ЕЕС з новими особливостями та можливостями управління. Наприклад, ВЕУ мають змінні режими роботи й, як наслідок, створюють проблеми при управлінні режимами енергосистеми, зокрема, частотою. При дуже сильному вітрі ВЕУ зупиняється, що загрожує порушенню стійкості. Обертання лопастей ВЕУ генерує інфразвук.

2. Вплив розподільчої генерації на якість електроенергії за рівнем напруги різний. Рівень напруги у вузлах достатньо стабільний за рахунок генерування реактивної потужності, однак в зв'язку з різкими коливаннями навантаження можливо виникнення флікеру, що несприятливо позначається на роботі споживачів.

3. Наявність розподільчих генераторів, як правило, знижує агрегований рівень вищих гармонік в мережі. З іншого боку, широке використання інверторів в мережі, особливо у споживачів, призводить до місцевих підвищень рівня гармонік в окремих вузлах.

4. Наявність розподільчої генерації підвищує струми короткого замикання, в особливості за рахунок використання активно-адаптивних мереж. Як наслідок, в окремих випадках може знадобитися заміна комутаційних апаратів.

5. Наявність розподільчої генерації ускладнює диспетчерське управління ЕЕС, систему релейного захисту та автоматики протиаварійного управління.

Вказані проблеми належать якнайшвидшому вирішенню.

5.5. Активно-адаптивні мережі

Реалізація інтелектуальної СЕП у рамках технології Smart Grid передбачає створення активно-адаптивних мереж (ААМ), що на відміну від традиційних засобів передачі й розподілу електроенергії є активним пристроєм, параметри якого змінюються. Вони варіюються в часі у зв'язку зі зміною режиму електрообладнання. Останнє здійснюється завдяки оснащенню приладами енергоелектроніки й електромашинними системами, що отримують необхідну інформацію в режимі on-line. Широко використовуються також накопичувачі електроенергії (акумулятори й ін.). Змінюється також роль споживачів, які беруть активну участь в процесі генерування, розподілення й споживання електроенергії, що забезпечує необхідний рівень якості та надійності електропостачання.

В ААМ основні елементи є управляючими. Так ЛЕП мають опори, що змінюються (активні й індуктивні), характеризуються значеннями стріл провисання ВЛ, захисту від перенапруг та ін. Напівпровідникові перетворювачі мають широкий спектр змінення параметрів (по модулю та фазі, за значеннями активних та реактивних потужностей). Передбачається використання сучасних цифрових приладів захисту й автоматики і т.п.

Активно-адаптивні мережі дозволяють впливати на ЯЕ, зокрема, за рахунок зміни топології ЕС та наявності активних елементів; регулювати навантаження ЕС шляхом управління електрообладнанням споживачів, використанням розподільчої генерації та ВДЕ; значно підвищувати надійність електропостачання споживачам.

У ААМ мають місце джерела викривлення показників ЯЕ, тобто погіршення електромагнітної сумісності. До числа найбільш значних джерел погіршення ЯЕ відносяться, в першу чергу, частотні перетворювачі, системи збудження генераторів, об'єкти розподільчої генерації. Як наслідок, спостерігається значне відхилення напруги та збільшення несинусоїдальності у вузлах ЕС. Регулювання напруги в ряді випадків призводить до виникнення флікеру напруги.

Таким чином, впровадження технології Smart Grid супроводжується можливим погіршенням ЕМС в ЕС та у споживачів, що потребує уживання спеціальних заходів.

5.6. Мульти-агентні системи

Децентралізовані системи моделювання й управління, основані на мульти-агентному принципі, використовуються для моделювання систем електропостачання та вирішення системних задач. У практиці Smart Grid використовуються два види систем, що базуються:

- на моделюванні джерел, споживачів, а також всієї СЕП відповідними агентами (споживач – одним агентом);
- на моделюванні кожного елементу мережі своїм агентом (цей варіант використовується тільки для перевірки можливості генерування необхідної кількості електроенергії джерелами).

Принцип децентралізації управління та метод розрахунку режимів СЕП доцільний при використанні обох вказаних вище методів. При цьому для забезпечення необхідної гнучкості використовується однорангова структура.

У структурі є наступні агенти:

$$Ag_1 = \langle Ag_{system}, Ag_{DG}, Ag_{Line}, Ag_{Bus}, Ag_{Trans}, Ag_{Demand}, Ag_{Condenser} \rangle,$$

де Ag_{system} – агент енергомережі;

Ag_{DG} – агент розподільної генерації;

Ag_{Line} – агент лінії електропередач;

Ag_{Bus} – агент шин;

Ag_{Trans} – агент трансформатора;

Ag_{Demand} – агент навантаження;

$Ag_{Condenser}$ – агент батареї конденсаторів.

Взаємодія агентів є найважливішим аспектом. Концепція Smart Grid має на увазі наявність інтелектуальних мереж і передачу інформації паралельно енергії. Глобальна динаміка системи обумовлена не тільки функціонуванням місцевої системи, але й взаємодією її складових частин. Очевидна величезна роль взаємодії конкретних елементів (джерел електроенергії, підстанції, споживачів тощо).

Під моделюванням електричних мереж маються на увазі лінії зв'язку, паралельні потоку потужності, та відсутність необхідності організувати лінії зв'язку між усіма агентами. Обмін інформацією також важливий для реалізації деяких актуальних задач Smart Grid (наприклад, взаємодія з персоналом, створення системи реагування на зовнішні події й т. ін.) [50].

Покажемо приклад моделювання мережі по схемі, яка представлена на рис. 5.1.

Моделювання мережі починається з присвоєння кожному елементу свого агента, тобто джерелу присвоюється агент джерела (A_{g1}), трансформатору – агент трансформатора (A_{T2}, A_{T3}), лінії електропередач – агент лінії (A_{L1}, A_{L2}), споживачу – агент навантаження (A_{N2}, A_{N3}) та шинам – агенти шин ($A_{Ш1} - A_{Ш6}$). У результаті схема перетворюється до виду, представленого на рис. 5.2.

Стрілочками показані прямі або зворотні взаємозв'язки агентів (агенти можуть передавати необхідні дані тільки один одному).

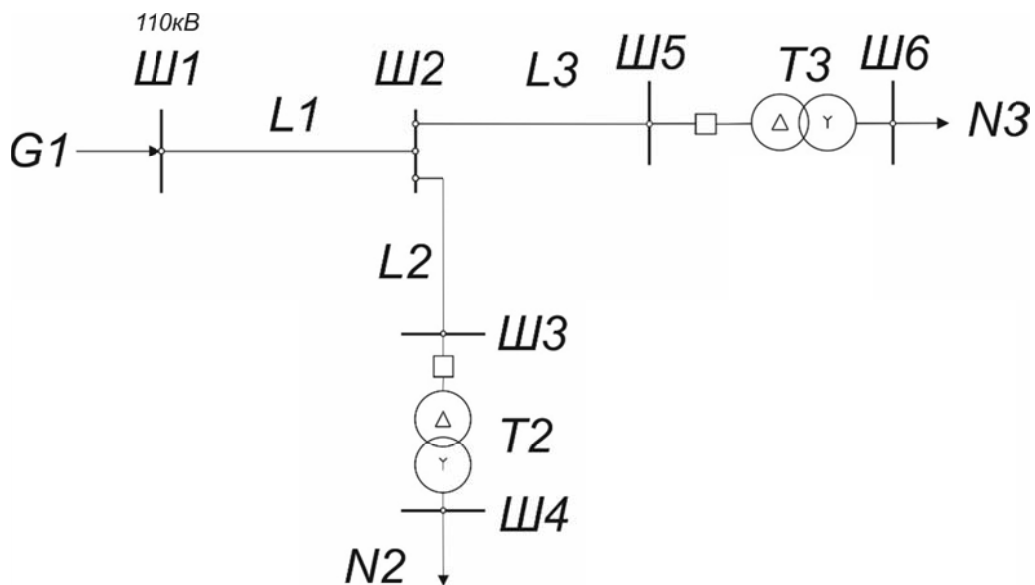


Рис. 5.1. Схема електричної мережі

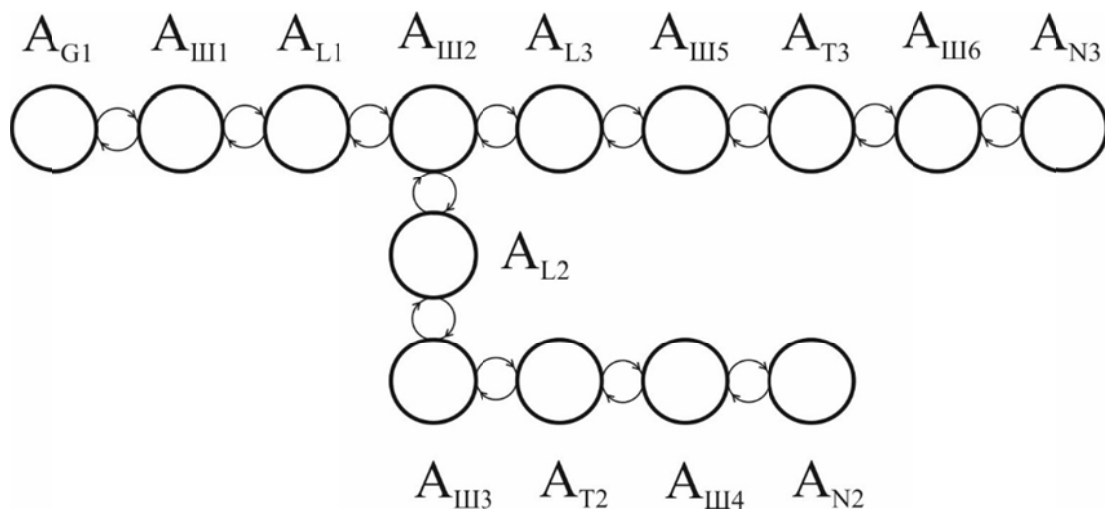


Рис. 5.2. Схема взаємозв'язків агентів електричної мережі

Агенти шин виконують підсумовування навантажень

$$S_N = \sum_{i=1}^N S_i,$$

де S_N – спільне навантаження, яке підключене до шин;

S_i – навантаження i -го підключення;

N – спільне число підключень.

Агенти ліній і трансформаторів контролюють перетікання потужності

$$S_L \leq S_{L_{max}},$$

де S_L – значення потужності, що протікає лінією;

$S_{L_{max}}$ – максимальне значення пропускної здатності лінії.

$$S_T \leq S_{T_{\max}},$$

де S_T – значення потужності, що протікає через трансформатор;
 $S_{T_{\max}}$ – максимальне значення потужності, що передається.

З урахуванням цього мульти-агентна система здійснює розрахунок режимів, починаючи від агентів навантажень, шляхом передачі запитів на надання потужності, що потребується, з уточненням кожним наступним агентом втрат електроенергії.

5.7. Пристрої FACTS

До приладів енергоелектроніки в концепції Smart Grid висувається ряд вимог: компенсація реактивної потужності, симетричність режиму роботи і зниження впливу гармонік на мережі живлення та навантаження, високі динамічні показники.

До керованих приладів компенсації реактивної потужності відносяться:

- батареї конденсаторів та шунтуючі реактори;
- статичні тиристорні компенсатори реактивної потужності (СТК);
- прилади, що працюють в режимі джерела реактивної потужності та керують вентильними перетворювачами. У більшості випадків це інвертор, ведений мережею, та накопичувач – конденсаторна батарея (СТАТКОМ). СТАТКОМ є одним з основних пристроїв FACTS і джерелом реактивної потужності (ДРП), що керується тиристором, забезпечуючи генерацію та споживання реактивної потужності в діапазоні $\pm 100\%$.

Швидкодіючий статичний компенсатор СТАТКОМ також є пристроєм FACTS при реалізації гнучких мереж. СТАТКОМ широко використовується при живленні електроприймачів з імпульсним режимом роботи.

Компенсатор СТАТКОМ регулює потік реактивної потужності як ємкісного, так і індуктивного характеру (\pm), має високу швидкодію та широкі функціональні можливості.

Пристрої, що керуються поздовжньою компенсацією (ПКПК) і фазоповоротні пристрої (ФПП) застосовують для змінення опорів елементів мереж, аж до обмежень по навантаженню. Прилад ПКПК заснований на використанні схем СТАТКОМ.

На базі двох СТАТКОМ, що з'єднані паралельно або послідовно, засновано пристрій так названого векторного регулювання напруги по величині та фазі в місці підключення (ОРПМ).

Надпровідні кабелі з системою криогенного забезпечення призначені для ліній постійного струму.

Цифрова підстанція – підстанція з високим ступенем управління. Керування роботою підстанції, обмін інформацією між її елементами та зовнішніми системами відбувається в цифровій формі. Складні види обладнання (силові трансформатори, КРУЕ, вимикачі) експлуатуються на основі самостійного аналізу даних і самодіагностики.

Нижче представлена область застосування приладів FACTS (табл.5.2) [109].

Таблиця 5.2

Галузь застосування пристроїв FACTS

Задача	Проблема	Коригуючі дії	Пристрій FACTS
Підтримка заданих обмежень по напрузі	Низька напруга при великому навантаженні	Видача реактивної потужності	СТК СТАТКОМ
		Зменшення реактивного опору	УПК
	Висока напруга при малому навантаженні	Споживання реактивної потужності	СТК СТАТКОМ
	Висока напруга після АПВ	Споживання реактивної потужності, запобігання перевантаження	СТК СТАТКОМ
	Низька напруга після ліквідування збурень	Видача реактивної потужності, запобігання перевантаженню	СТК СТАТКОМ
Обмеження струмових навантажень	Перевантаження ЛЕП	Збільшення пропускної здатності	УПК, ОРПК
Управління потоком потужності	Паралельні потоки	Коригування реактивного опору ліній	УПК, ОРПМ
		Коригування кута зсуву фаз	ОРПМ, ФПУ
	Інверсія потоку	Коригування кута зсуву фаз	ОРПМ, ССПК, ФПУ
Обмеження струму КЗ	Великий струм КЗ	Обмеження струму КЗ	УПК ОРПМ
Підвищення стійкості	Обмежена пропускна здатність	Зменшення реактивного опору ЛЕП	УПК, СТК СТАТКОМ ОРПМ

Технологічна інфраструктура FACTS та інших складових структури Smart Grid, ґрунтується, головним чином, на використанні пристроїв енергоелектроніки та мікроелектроніки. Електромагнітні процеси, зумовлені роботою цих пристроїв, характеризуються великою швидкістю змін режиму (наприклад, тиристорні ключі виконують роль вимикачів) або стаціонарним станом.

Як в самих пристроях, так і в навколишньому електромагнітному середовищі виникають гармонічні електромагнітні перешкоди (ЕМП), діапазон яких сягає декількох кілогерц. Процеси генерування (емісії) ЕМП, їх

розповсюдження, агрегування, вплив на надійність роботи пристроїв FACTS (навіть до збоїв в роботі) та міри коригування їх впливу свідчать про необхідність забезпечення електромагнітної сумісності ЕМС, пов'язаної з реалізацією Smart Grid. Отже, надзвичайно важливим виявляється питання прогнозування, мінімізації та коригування ЕМП і в самих елементах та пристроях FACTS, і в електромагнітному середовищі поза їх розташуванням. У цілому можна зробити висновок, що питання ЕМС значною мірою визначають можливість і доцільність розвитку концепції Smart Grid.

Реалізація проектів на базі концепції Smart Grid багато в чому ґрунтується на застосуванні інноваційних пристроїв і систем. При цьому використовуються новітні досягнення в загальній науці та техніці. Перш за все це силова електроніка – енергоелектроніка, новітні підходи в галузі акумулюючих електростанцій та діагностики. В цих підходах знаходять застосування електроприводи змінного та постійного струмів високої напруги, надпровідники, різні відновлювані джерела енергії (ВДЕ).

На базі сучасної електроенергетики створено “режимні” інтегральні моделі – силові інтегральні схеми, що дозволяють вирішувати комплексні задачі перетворення параметрів електричної енергії й оптимізації управління цими процесами.

В основі побудови електронних систем як базових елементів знаходиться вентильний перетворювач (ВП), що забезпечує перетворення змінного струму в постійний (випрямлення) або постійного в змінний (інвертування). Успішна реалізація концепції Smart Grid багато в чому залежить від застосування надпровідникових кабельних ліній, що дозволяють передавати потужність у 4-5 разів більшу, ніж потужність, яка передається традиційними кабельними лініями.

5.8. Активні фільтри та фільтри високих порядків

Досвід використання фільтро-компенсуючих установок (ФКУ) в СЕП довів, що ці пристрої, поряд з їх безсумнівними перевагами мають ряд недоліків: значна встановлена потужність, особливо в разі використання декількох ФКУ; вплив АЧХ вхідного опору мережі живлення зі сторони вузла на якість фільтрації (найбільшою мірою при нестабільності цієї характеристики); вірогідні значні перевантаження ФКУ та їх пошкодження (наприклад, в мережах з ДСП) в разі, коли не можна виключити появу ВГ нижчого порядку, ніж частота налаштування ФКУ. Також є інші недоліки.

В 80-90 роках минулого століття велися пошуки рішень, які дозволили б уникнути недоліків ФКУ. Найбільш перспективним рішенням стало застосування активних та гібридних фільтрів.

Схема на рисунку 5.3 дозволяє зрозуміти ідею активної фільтрації.

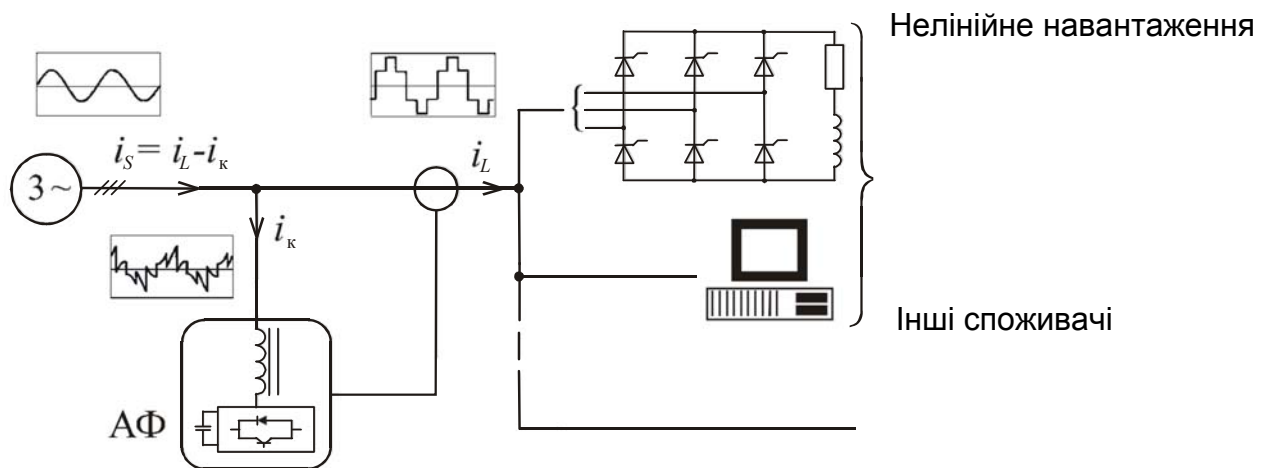


Рис. 5.3. Структурна схема активного фільтру

Активні фільтри вмикаються або паралельно, як показано на рис. 5.3, або передбачається поздовжнє вмикання – у розтин лінії.

Ідентифікація (виділення) реактивної складової та ВГ струму навантаження ґрунтується на визначенні активної потужності, яка споживається навантаженням і, відповідно, активною складовою цього струму. Шляхом розрахунку цієї складової зі струму навантаження знаходиться “небажаний” струм – реактивні складові першої та вищих гармонік, що підлягають компенсації за допомогою АФ. Рекомендовані засоби підключення в конкретних випадках представлені в табл. 5.3.

Таблиця 5.3

Засіб підключення активного фільтру	Джерело проблеми	
	Вплив навантаження на мережу	Вплив мережі на навантаження
Паралельно	Фільтрація гармонік струму. Компенсація реактивної потужності. Несиметрія струму. Коливання напруги.	
Послідовно	Фільтрація гармонік струму. Компенсація реактивної потужності. Несиметрія струму. Коливання напруги. Несиметрія напруги.	Провали/кидки напруги Несиметрія напруги Викривлення напруги Перерва електропостачання Несиметрія напруги
Послідовно-паралельно	Фільтрація гармонік струму. Компенсація реактивної потужності. Несиметрія струму. Коливання напруги. Несиметрія напруги.	Провали/кидки напруги Несиметрія напруги Викривлення напруги Перерва електропостачання Коливання напруги

Глава 6. МЕТОДИ ОЦІНКИ ПЛАТИ ЗА ПЕРЕТОКИ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ

При проектуванні мереж електропостачання промислових підприємств, як правило, вирішуються питання визначення необхідного рівня компенсації реактивної потужності і, відповідно, місць встановлення, типу та потужності пристроїв компенсації цієї потужності. В зв'язку з цим, при техніко-економічному обґрунтуванні можливих варіантів компенсації реактивної потужності велике значення набуває методика визначення можливого збитку, викликаного недостатньою компенсацією або перекомпенсацією реактивної потужності. Одним з можливих шляхів вирішення цієї проблеми є оцінка плати за перетоки реактивної потужності. Нормативні матеріали, присвячені визначенню плати за перетоки реактивної енергії, як правило, ґрунтуються на попередньо отриманих шляхом вимірювання значень реактивної потужності, що ускладнює їх безпосереднє використання в проектній практиці.

При розрахунках і аналізі електромагнітних процесів в електроенергетичних системах та установках використовується поняття “реактивна потужність” (реактивна енергія). Коректне використання цього терміну вимагає додаткового роз'яснення.

6.1. Кількісна оцінка реактивної потужності

Реактивна потужність має місце в електричних мережах змінного (синусоїдального) струму, що, як відомо, характеризується значеннями струму I , напруги U та зсуву фаз φ між ними. Якщо струм і напруга збігаються по фазі ($\varphi=0$), то в мережі передається активна потужність $P = UI = I^2 R$. Рух електронів у провіднику забезпечує передачу активної потужності (енергії) від джерела до споживача.

У провідниках і оточуючому просторі існує змінне магнітне поле (в попередньому випадку – практично тільки всередині провідника), складові якого – магнітне та електричне поле – змінюються з подвійною частотою мережі, що пов'язано з попереми́нним накопичуванням енергії в електричному і магнітному полях (тобто в індуктивності обладнання та ємності конденсаторів).

Для кількісної оцінки характеристики реактивної потужності розглянемо енергетичні процеси в індуктивності (в ємності процеси аналогічні). Як відомо, значення енергії магнітного поля, Дж

$$W_{e.l} = \frac{Li^2}{2},$$

де L – індуктивність елемента (Гн);

i – сила струму, що протікає через елемент (А).

Миттєве значення потужності в індуктивності (Вт)

$$\frac{dW}{dt} = Li \frac{di}{dt}.$$

При $i = I_m \cdot \sin \omega t$ маємо

$$\frac{dW}{dt} = \omega LI^2 \sin 2\omega t = Q \sin 2\omega t ,$$

де I_m – амплітудне значення сили струму (А);

ω – кутова частота електричного струму (рад/с);

Q – реактивна потужність (вар).

Аналогічна оцінка реактивної потужності $Q = \omega LI^2$.

Для активної потужності використовується вираз $P = I^2 R$ (Вт).

Для аналізу процесів, пов'язаних з реактивною потужністю, велике значення має відношення

$$\frac{Q}{P} = \operatorname{tg} \varphi ,$$

де $\operatorname{tg} \varphi$ – коефіцієнт реактивної потужності.

У деяких випадках застосовується поняття граничного значення $\operatorname{tg} \varphi_r$ (звичайно 0,25). При перевищенні цього значення, тобто $\operatorname{tg} \varphi > 0.25$, споживачу нараховуються надбавки до тарифу.

Втрати потужності ΔP визначаються відомим виразом (кВт)

$$\Delta P = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} R = \Delta P_P + \Delta P_Q, \quad (6.1)$$

де ΔP_P і ΔP_Q – складова втрат, обумовлена протіканням активної та реактивної потужностей (кВт). На практиці завжди $\Delta P_P > \Delta P_Q$ (або $\Delta P_P \gg \Delta P_Q$).

Похідна функцій $\Delta P_Q = \frac{Q^2}{U^2} R = D$ називається економічним еквівалентом реактивної потужності (ЕЕРП) (кВт/квар)

$$D = \frac{d(\Delta P_Q)}{dQ} = \frac{2QR}{U^2}. \quad (6.2)$$

В Україні значення ЕЕРП використовується в розрахунках сплати за перетоки реактивної потужності. Економічний еквівалент використовується також в Польщі й інших країнах Європейського Союзу.

Наприклад, характерне значення ЕЕРП для вузлів електричних мереж Польщі складає [5]:

вузол електростанції – 0,02;

вузол 15 кВ підстанції 110/15 кВ – 0,05;

вузол 0,4 кВ підстанції 110/15 кВ – 0,15.

Для підстанцій 110/10 кВ меткомбінатів міста Маріуполь значення D дорівнює 0,03.

6.2. Значення реактивної потужності

Значення реактивної потужності WQ_{Π} (квар·год) визначається за результатами вимірів. При відсутності даних, що характеризують перетоки

реактивної потужності (наприклад, на стадії проектування) і підлягають сплаті, значення реактивної потужності визначаються за формулою

$$WQ_n = WP \operatorname{tg} \varphi_n, \quad (6.3)$$

де WP – споживання активної потужності за розрахунковий період (кВт·год);

$\operatorname{tg} \varphi_n$ – нормативний коефіцієнт реактивної потужності, приймається равним:

1,0 – для тягових підстанцій змінного струму залізничного транспорту;

0,5 – для тягових підстанцій постійного струму, а також міського електротранспорту, метрополітену;

0,8 – для інших споживачів.

Приведені значення $\operatorname{tg} \varphi_n$ для різного роду споживачів теоретично не обґрунтовані. Вони отримані, очевидно, в результаті усереднення експертних оцінок різних фахівців-теоретиків, практиків, менеджерів.

Важливо відмітити, що значення WP визначається згідно з «Вказівками по розрахунку електричних навантажень» або приймається за даними проектних розрахунків.

Фактичний коефіцієнт потужності споживача в середньому за розрахунковий період

$$\operatorname{tg} \varphi_n = \frac{WQ_{\text{спож}}}{WP} \quad (6.4)$$

де WP та $Q_{\text{спож}}$ – споживання активної (кВт·год) і реактивної (квар·год) енергій за розрахунковий період.

Вираз для визначення головної плати $\Pi 1$ за реактивну електроенергію

$$\Pi 1 = WQ_n DT, \quad (6.5)$$

де T – середня ставка тарифу (грн/кВт·год).

При недостатньому оснащенні електричних мереж споживача засобами компенсації реактивної потужності призначається надбавка, що визначається за формулою

$$\Pi 2 = \Pi 1 (K_\phi - 1). \quad (6.6)$$

Значення K_ϕ обирається за таблицею, що спеціально додається, залежно від значення $\operatorname{tg} \varphi_\phi$.

Для $\operatorname{tg} \varphi_\phi = \operatorname{tg} \varphi_n = 0,8$ $K_\phi \approx 1,3$.

Надбавка (штраф) нараховується, якщо граничний коефіцієнт потужності $\operatorname{tg} \varphi_2 \geq 0,25$.

На практиці витрати, пов'язані з перетоками реактивної потужності (енергії), розраховуються за виразами, аналогічними (6.5) і (6.6), з використанням поняття ЕЕРП. Значення реактивної потужності, що входять до розрахунків, приймаються за експлуатаційними даними; рекомендацій до розрахунку їх передбачуваних значень немає [34].

Приклад 6.1. Промислове підприємство за рік споживає 260 тис. кВт·год енергії. Економічний еквівалент реактивної потужності $D = 0,07$ кВт/квар.

Середня ставка тарифу дорівнює 18,56 коп./кВт·год. Облік реактивної потужності на підприємстві не проводиться.

Визначити розмір річної сплати за реактивну електроенергію.

Розв'язання.

Підприємство належить до промислових споживачів, для яких в умовах відсутності обліку реактивної електроенергії нормативний коефіцієнт потужності $tg\varphi_n = 0,8$, а граничний коефіцієнт потужності $\cos\varphi_2 \rightarrow tg\varphi_2 = 0,25$.

Базовий коефіцієнт стимулювання капітальних вкладень у засоби компенсації реактивної потужності (КРП) $C_{баз} = 1$.

Величина реактивної потужності, за яку підприємство повинно сплатити:

$$WQ_n = WP \cdot tg\varphi_n = 260000 \cdot 0,8 = 208000 \text{ квар}\cdot\text{год.}$$

Основна плата за реактивну електроенергію:

$$П1 = WQ_n DT = 20800 \cdot 0,07 \cdot 0,1856 = 2702 \text{ грн.}$$

Оскільки нормативне значення $tg\varphi_n = 0,8$ більше граничного $tg\varphi_2 = 0,25$, підприємство працює за межами зони нечутливості і йому нараховується надбавка:

$$П2 = П1(K_\phi - 1).$$

де K_ϕ – коефіцієнт, залежний від фактичного коефіцієнта потужності споживача $tg\varphi$ в середньому за розрахунковий період.

Для $tg = 0,8$ $K_\phi = 1,3025$, тоді значення надбавки:

$$П2 = 2702 \cdot 1 \cdot (1,3025 - 1) = 817,35 \text{ грн.}$$

Повна плата:

$$П = П1 + П2 = 2702 + 817,35 = 3519,35 \text{ грн.}$$

За рік: $П_{рік} = 12 \cdot 3519,35 = 42232,2 \text{ грн.}$

Приклад 6.2. Визначити плату промислового підприємства за використання електроенергії в першому кварталі при рівномірному протягом доби графіку її споживання. Середньодобова потужність складає 6 МВт. Ставки зонного тарифу наступні: пік – 30,3 коп./кВт·год; напівпік – 19,2 коп./кВт·год, нічний провал – 4,9 коп./кВт·год. Тривалість зон на добовому періоді прийняти за даними НКРЕ.

Розв'язання.

Згідно з постановою НКРЕ для розрахунків споживачів за тарифами на електричну енергію, диференційованими за часом доби, встановлюються наступні межі тарифних зон для промислових підприємств:

- пік 8.00-10.00,
17.00-21.00;
- напівпік 6.00-8.00;
10.00-17.00;
21.00-23.00;

- нічний провал 23.00-6.00.

Аналізуючи тарифні зони, отримаємо їх тривалості:

$$t_{нік} = 6 \text{ годин};$$

$$t_{напівнік} = 11 \text{ годин};$$

$$t_{ніч} = 11 \text{ годин}.$$

При відомих ставках зонного тарифу визначаємо розмір сплати промислового підприємства за електроенергію за добу:

$$P_{доб} = P_{сер} (T_{нік} \cdot t_{нік} + T_{напів} \cdot t_{напів} + T_{ніч} \cdot t_{ніч}) = \\ 6000(0,303 \cdot 6 + 0,192 \cdot 11 + 0,049 \cdot 7) = 25638 \text{ грн},$$

де $T_{нік}$, $T_{напів}$, $T_{ніч}$ – ставки зонного тарифу.

Визначаємо розмір сплати промпідприємства за електроенергію за квартал (90 днів):

$$P_{кв} = P_{доб} \cdot 90 = 25638 \cdot 90 = 2307,42 \text{ тис.грн}.$$

6.3. Розрахунок плати за реактивну потужність за нормованою методикою

Інститутом «Тяжпромелектропроект» розроблено та стверджено «Вказівки по проектуванню установок компенсації реактивної потужності (КРП) в електричних мережах загального призначення промислових підприємств». Відповідно, галузь застосування «Вказівок...» – проектування установок КРП в мережах загального призначення промислових та привірняних до них споживачів з приєднаною електричною потужністю 750 кВ·А та більше, які отримують живлення з енергосистем.

«Вказівками...» можуть керуватися всі організації при проектуванні нових та реконструйованих підприємств незалежно від галузі промисловості та відомчої належності організації.

Методика, запропонована «Тяжпромелектропроект», здебільшого кореспондується з попередньою, проте наявність складних розрахункових виразів робить цю методику громіздкою і дуже незручною в користуванні.

В основу прийнятих за вибором засобів КРП покладена мінімізація приведених витрат.

Розрахункові активне P_p і реактивне Q_p навантаження визначаються згідно з «Вказівками по розрахунку електричних навантажень» [86] з метою вибору елементів мережі електропостачання за умовами їх нагрівання.

У розрахунках за даною методикою вводиться й так зване «економічне значення реактивної потужності» Q_e (квар), споживаної з мережі енергосистеми за години великих навантажень. Значення Q_e пов'язано зі значенням розрахункового активного навантаження виразом

$$Q_e = P_p \operatorname{tg} \varphi_e,$$

де $\operatorname{tg} \varphi_e$ – максимальне значення економічного коефіцієнту реактивної потужності, що визначається енергопостачальною організацією оптимізаційним або нормативним методами.

Значення Q_e для конкретного споживача вказується в договорі на користування електроенергією (ДКЕ). Розраховуються також значення реактивної потужності, споживаної з мережі енергосистеми, та перевищення економічного значення $Q_{пе}$.

Питома вартість споживання реактивної потужності (РП) та енергії C_{Q_e} , що не перевищує економічне значення (коп./квар·год), визначається за формулою

$$C_{Q_e} = (C_1 + d_1 T_{MQ_e} \cdot 10^{-2}) \cdot 1,6 K_1, \quad (6.7)$$

де C_1 – сплата за 1 квар споживаної РП (коп./квар·год), $C_1 = 1,2$;

d_1 – сплата за 1 квар споживаної реактивної енергії (коп./квар·год).

Питома вартість електроенергії для узагальнення розрахунків повинна бути фіксованою, з урахуванням (якщо це потребується) курсу долара на момент розрахунків відповідно до значення коефіцієнту дефляції.

Для споживачів, які не мають приладу обліку максимальної РП, значення C_{Q_e} визначається за виразом

$$C_{Q_e} = d_1 T_{MQ_e} \cdot 10^{-2} \cdot 1,6 K_1, \quad (6.8)$$

де d_1 – сплата за 1 квар споживаної реактивної енергії (коп./квар·год);

T_{MQ_e} – річне число годин використання максимальної РП при споживанні, що не перевищує економічне значення (год);

K_1 – коефіцієнт подорожчання компенсуючих пристроїв.

Сьогодні представлена методика майже не використовується.

6.4. Методика розрахунку плати за реактивну потужність, прийнята в країнах СНД

Визначено порядок розрахунку значень співвідношення активної та реактивної потужності для окремих споживачів електроенергії [85-91].

Тарифи на електроенергію диференційовано за чотирма рівнями напруги мережі, до якої підключений споживач:

Напруга мережі, кВ	110(154)	35(60)	6(20)	0,4
$\text{tg } \varphi$	0,5	0,4	0,4	0,35

Ці значення представлені з урахуванням гранично допустимих мінімальних значень напруги у вузлах мережі.

Розрахункові значення реактивної потужності визначаються або шляхом вимірів, або на стадії проектування, по розрахунковому значенню споживаної реактивної потужності під час великих і малих навантажень.

Складова підвищення тарифу в години великих навантажень Π_{ϕ} понад встановлених вище значень (назвемо їх номінальними $\text{tg} = \text{tg } \varphi_n$):

$$P_{\sigma} = 0,2(\operatorname{tg}\varphi_{\phi} - \operatorname{tg}\varphi_e)d_{\sigma}, \quad (6.9)$$

де $\operatorname{tg}\varphi_{\phi}$ – середнє значення коефіцієнта реактивної потужності в період великих навантажень, виміряних приладами або розрахованих методами, прийнятими в проектній практиці.

$\operatorname{tg}\varphi_e$ – економічне значення, $\operatorname{tg}\varphi_e = 0,2$;

d_{σ} – співвідношення електричної енергії, споживаної при великих навантаженнях до загальної споживаної кількості за розрахунковий період.

Звичайно $\operatorname{tg}\varphi_{\phi}$ розраховується за графіками навантажень, якщо вони є у наявності, або за проектними графіками, що готуються (або повинні бути) в процесі проектування з урахуванням нормативних документів по розрахунку електричних навантажень.

Наприклад, в електричних мережах прокатних станів металургійних комбінатів значення $\operatorname{tg}\varphi$ визначається, в основному, набросами реактивної потужності при захопленні металу валками. За нашими даними при роботі пристроїв прямої або непрямої компенсації $\operatorname{tg}\varphi_{\phi} = 0,8 \div 0,85$, при системі «генератор – двигун» $\operatorname{tg}\varphi_{\phi} = 0,65 \div 0,75$ (в електричних мережах 10-110 кВ $\operatorname{tg}\varphi_{\phi} = 0,65$).

У промислових електричних мережах з переважним навантаженням асинхронними двигунами $\operatorname{tg}\varphi_{\phi}$ в мережах 6-10 кВ дорівнює 0,3.

Звідси при $\operatorname{tg}\varphi_{\phi} < \operatorname{tg}\varphi$ приймається $P_{\sigma} = 0$.

Додаткові витрати ΔZ (грн.) за невиконання заходів щодо компенсації реактивної потужності

$$\Delta Z = W_{перед} T_{перед}, \quad (6.10)$$

де $W_{перед}$ – кількість електроенергії, що надійшла з енергосистеми, кВт·год;

$T_{перед}$ – тариф на передачу електроенергії, грн./кВт·год.

Наведений вище огляд методів оцінки сплати за перетоки реактивної потужності дозволяє зробити висновок, що використання в «Методиці...», прийнятої в Україні, розрахункового параметру «економічний еквівалент реактивної потужності» не сприяє підвищенню коректності розрахунків сплати за перетоки реактивної потужності в силу відсутності коректності його оцінки.

На жаль, сьогодні відсутні роботи, що дозволяють порівняти ефективність методів розрахунку витрат на перетікання реактивної потужності згідно з методиками, прийнятими в Україні та світі. Розробка відповідних матеріалів актуальна. Нарешті, в усіх розглянутих методиках відсутні вимоги до коректності вихідних даних, неясно також, яка точність остаточних розрахунків потрібна.

6.5. Історія розвитку поняття «економічний еквівалент реактивної потужності»

Поняття «економічний еквівалент реактивної потужності» ЕЕРП K_e був введений у практику проектування компенсації реактивної потужності в промислових електричних мережах у 50-60-х рр. минулого століття в якості характеристики додаткових втрат активної потужності у часі або на одиницю додаткового реактивного навантаження (кВт/квар). У довідковій або навчальній літературі відомі інші назви цього показника: коефіцієнт втрат, перевідний коефіцієнт, коефіцієнт зниження втрат й ін. У подальшому ЕЕРП будемо позначати K_e .

Відомий ряд визначень ЕЕРП, що відображають його фізичний сенс, наприклад, ЕЕРП – це приріст втрат активної потужності в усій мережі при збільшенні реактивної потужності вузла мережі (підстанції, електростанції й ін.) Інше визначення ЕЕРП – питомий приріст втрат активної потужності по реактивній у вузлі мережі. В деяких джерелах застосовується абревіатура ВПВП (відносний приріст втрат потужності) [76]. Використання ВПВП, що отримало поширення при вирішенні оптимізаційних задач (оптимальний розподіл джерел та навантажень в електричних мережах, режимів енергосистем, найвигіднішого складу працюючого обладнання тощо) є базою для розробки ЕЕРП.

Значення K_e використовується для режимних розрахунків: розрахунки регулювання напруги і реактивної потужності, визначення раціональної схеми підстанції і числа працюючих трансформаторів, іншого електрообладнання, оптимізаційних розрахунків в СЕП підприємств і енергосистем та інше.

Отримати точні вирази питомих приростів втрат дуже складно. В.А. Веніков [17] відмічає, що зміна потужності у вузлі відбувається подібно до змін в інших вузлах енергосистеми. Тому в проектній практиці користуються наближеними формулами, беручи до уваги допущення, що навіть при максимальних відхиленнях активної та реактивної потужності відповідні параметри у вузлах вважаються незмінними.

У відомих літературних джерелах (підручниках Л.Ц. Зельцбурга, А.А. Тайца й інших) значення K_e визначалося за наближеною формулою додаткових втрат активної потужності ΔP_Q при зміні реактивної потужності вузла на величину ΔQ :

$$K_e = \frac{\Delta P_Q}{\Delta Q}.$$

Найпростіше перетворення (елементарний вивід не наводимо) дозволяє отримати:

$$K_e = \frac{2QR}{U^2},$$

де R – опір мережі від шин джерела (електростанції, підстанції) до шин навантаження;

Q – реактивна потужність на шинах підстанції споживача.

Відомі з літератури значення K_e , в залежності від схеми електропостачання та числа ступенів трансформатора, є вельми наближеними, тому використання їх в розрахунках компенсації реактивної потужності супроводжується значними похибками, хоча вони певною мірою були корисними.

Перейдемо до символів і позначень, прийнятих в українській «Методиці...». Економічний еквівалент реактивної потужності K_e будемо позначати літерою D . У формулі (6.11) представлено вираз, що характеризує зниження втрат активної потужності D_1 в мережі у зв'язку з перетіканнями реактивної потужності

$$D_1 = \frac{2QR}{U^2}. \quad (6.11)$$

6.5.1. Урахування впливу напруги на якість електроенергії

Відомо, що втрати від перетоку реактивної (й активної) потужності значною мірою залежать від змін напруги. Втрати напруги складають близько 1/2 від сумарних втрат в мережах 6-10 кВ і близько 2/3 – в мережах з більш високою напругою [9, 52]. З урахуванням рівня напруги:

$$D = D_1 + \left(\frac{\partial P}{\partial U} \right) \left(\frac{\partial U}{\partial Q} \right), \quad (6.12)$$

де $D_2 = \left(\frac{\partial P}{\partial U} \right) \left(\frac{\partial U}{\partial Q} \right)$ та $D_2 = D_1 + D_2$ (6.13)

Нижче представлено рішення, згідно з яким отримуємо вираз для D .
Порядок виконання перетворень

$$\frac{\partial \Delta P}{\partial u} = 2 \frac{P^2 + Q^2}{U^3} R = 2 \frac{\Delta P}{U}.$$

Тут $\Delta P = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} R$ – втрата активної потужності; R – активний опір мережі.

$$\Delta U = \frac{PR + QX}{U}; \quad \frac{\partial U}{\partial Q} = \frac{X}{U},$$

де ΔU – втрати напруги; X – реактивний опір мережі.

$$D_2 = -2 \frac{P^2 + Q^2}{U^3} R \cdot \frac{X}{U} = -2 \frac{P^2 + Q^2}{U^4} RX = 2 \frac{\Delta P}{U^2} X \quad (6.14)$$

Вираз (6.14) може бути також представлений у вигляді

$$D_2 = \frac{2\Delta P}{\operatorname{tg} \varphi}, \quad (6.15)$$

де $\Delta P_* = \frac{\Delta P}{P}$ – відносна величина втрат активної потужності;

$\operatorname{tg} \varphi$ – значення у вузлі мережі (на шинах ЦП, ГПП, ПГВ тощо).

При виводі виразу (6.15) використовувалось відоме співвідношення

$$X = \frac{U^2}{Q} = \frac{U^2}{P \cdot \operatorname{tg} \varphi}.$$

Остаточно

$$D = D_1 + D_2 = 2 \frac{QR}{U^2} + 2 \frac{\Delta P_*}{U^2} X \quad (6.16)$$

або

$$D = 2 \frac{QR}{U^2} + 2 \frac{\Delta P_*}{\operatorname{tg} \varphi}. \quad (6.17)$$

Для прикладу знайдемо значення ЕЕРП D згідно з рівнянням для вузла мережі напругою 110 кВ при $Q = 20$ Мвар, $P = 50$ МВт, $R = 12,45$ Ом, $X = 20$ Ом.

$$D = \frac{2 \cdot 20}{110^2} + \frac{2(50^2 + 20^2)}{110^4} \cdot 12,45 \cdot 20 \approx 0,05.$$

Таким чином $D \approx 0,05 = K_e$.

У наведеному розрахунку не враховано генерацію реактивної потужності Q_c , обумовлену ПЛ 110 кВ. Врахуємо величину Q_c , скориставшись П-подібною схемою заміщення ВЛ

$$D = D_1 + D_2 + D_c, \quad (6.18)$$

Для лінії 110 кВ довжиною 50 км

$$Y = 134,5 \cdot 10^{-6} \text{ См},$$

де Y – ємнісна провідність ліній.

Значення $Q_c = U^2 Y = 110^2 \cdot 134,5 \cdot 10^{-6} = 1,62$ Мвар.

Коефіцієнт D_c , що враховує ємнісну генерацію ПЛ 110 кВ

$$D_c = -2Q_c R X / U Y = \frac{2 \cdot 1,62 \cdot 12,45 \cdot 12,15}{U Y} \approx 34 \cdot 10^{-5}.$$

Зрозуміло, що ємнісна генерація невелика, тому складовою D_c можна знехтувати ($D_c \approx 0$).

Розрахунок значень D , приведених до шин нижчої напруги, є однією із задач автоматизованої системи управління. На підставі цих даних формулюються вимоги до компенсації реактивної потужності.

6.5.2. Аналіз отриманих розрахункових виразів

Для кількісної оцінки впливу напруги (іншими словами – значимості величини D_2) знайдемо δ -відношення D_2 / D_1 :

$$\delta_2 = 2 \frac{P^2 + Q^2}{U^4} R X \cdot \frac{U^2}{2QR \operatorname{tg} \varphi} = \frac{\Delta P}{\operatorname{tg} \varphi} K_x. \quad (6.19)$$

При виводі залежностей були враховані відомі співвідношення

$$X = \frac{U^2}{Q} \quad \text{та} \quad Q = P \operatorname{tg} \varphi; \quad \Delta P_* = \frac{\Delta P}{P}, \quad K_x = \frac{X}{R},$$

де X та R – активний і реактивний опори.

Відношення $\delta_2 = \frac{\Delta P^*}{\text{tg}\varphi} K_x$ називається коефіцієнтом впливу рівня напруги у вузлі на значення K_e .

Значення K_x в мережах 10, 35, 110 кВ знаходиться в межах 1-3.

Оціночні значення величин $\delta_2 = \frac{\Delta P^*}{\text{tg}\varphi} K_x$ у вузлах електричної мережі 110 кВ

складають $\frac{0,05 \div 0,1}{0,25 \div 0,35} = 0,1 \div 0,4$, так само для вузлів мереж 35 кВ – $0,3 \div 0,4$,

для мереж 10 кВ – $0,1 \div 0,2$.

Значення $D = D_1 + D_2$, як правило, знаходяться в межах $0,01 \div 0,15$.

Становить інтерес визначення значення $Q = Q_{\text{опт}}$ відповідного мінімуму втрат від перетоків реактивної потужності.

Зі значення D можна зробити висновок, що підвищення напруги призводить до зниження втрат від перетоку активної і реактивної потужностей. Мінімальні втрати в цьому випадку матимуть місце не при $Q=0$, що було б при врахуванні тільки зниження втрат в мережі, а при значенні $Q_{\text{опт}}$, що визначається з рівняння $D = 0$. Розв'язання цього рівняння спрощується, якщо

обидва члени скоротити на $\frac{2R}{U^2}$; при цьому виходить квадратне рівняння

$$Q_{\text{опт}} + \frac{P^2 + Q^2}{U^2} X = 0 \quad \text{або} \quad Q_{\text{опт}}^2 X + U^2 Q_{\text{опт}} + P^2 X = 0,$$

рішенням якого буде

$$Q_{\text{опт}} = \frac{-U^2 + \pm \sqrt{U^4 - 4P^2 X^2}}{2X}. \quad (6.20)$$

Вочевидь, рішення справедливе при знаку «плюс» перед коренем.

В якості прикладу: передається потужність $P = 30$ МВт по лінії 110 кВ довжиною 50 км ($X = 0,4 \cdot 50 = 20$ Ом). Оптимальне значення:

$$Q_{\text{опт}} = \frac{-110^2 + \sqrt{110^4 - 4 \cdot 30^2 \cdot 20^2}}{2 \cdot 20} \approx -1,5 \text{ Мвар} \neq 0.$$

Цей результат свідчить про наявність у мережі джерела реактивної потужності.

Розрахунок значень K_e дозволив дійти висновку, що результати, здійснені з використанням середніх (розрахункових) значень параметрів і номінальних даних електрообладнання, відрізняються на 30-50 % при живленні ГПП або ПГВ підприємства при напрузі 110 кВ, на 15-25 % для вузлів мережі при напрузі 35 кВ і на 10-15 % для вузлів мережі 10 кВ.

Суттєвим виявляється вплив неповноти і некоректності вихідної інформації, що міститься в завданні на проектування електропостачання. Як

правило, 30-50 % даних, необхідних для розрахунків K_e , невідомі. У більшості випадків режимні характеристики електричних мереж (рівні і закони зміни напруги на межі розділу балансової належності, наявність в мережі джерел розподіленої генерації, блок-станцій, нелінійних навантажень, а також похибки еквівалентування), як правило, не враховуються в розрахунках K_e . Принципи і підходи до коректного обліку особливостей навантажень і структури систем електропостачання підприємств, якщо буде доведено їх доцільність, мають бути обґрунтовані. Ці обставини виключають необхідність при розрахунках K_e враховувати максимальне число факторів впливу, що тягне за собою в ряді випадків недоцільність використання складних програм, а також можливість суттєвих помилок в розрахунках.

З цього висновку виходить, що для коректного використання значень K_e у розрахунках компенсації реактивної потужності, плати за перетоки реактивної потужності необхідна розробка керуючих вказівок (або інших документів, подібних, наприклад, «Керуючим вказівкам по розрахунку струмів короткого замикання»), в яких повинні бути стандартизовані (або утверджені іншим способом) методи розрахунку, параметри і режими роботи електричних мереж і допустимі похибки розрахунків.

6.5.30 Особливості розрахунку якості електроенергії в промислових електричних мережах

У розрахунках K_e в системах електропостачання підприємств використовуються, як правило, основні (нормальні) схеми електропостачання ГПП або ПГВ. Ці підстанції отримують живлення двома повітряними лініями 110 кВ (і вище), розташованими на різних опорах або в різних місцях. Від шин 110 кВ через трансформатори здійснюється живлення споживачів 10 (або 6) кВ. Останні, в свою чергу, забезпечують живлення навантажень на напрузі 0,4 кВ. Конденсаторні батареї для компенсації реактивної потужності встановлюються в мережах 0,4 і 6 (10) кВ.

Дрібні підприємства (їх близько 10 % від загальної кількості трансформаторів) мають навантаження 3-5 тис. кВт при трансформаторній потужності до 8 МВ·А. Для живлення трансформаторів використовуються кабелі.

Середні підприємства мають навантаження 12 МВт на напрузі 10 кВ і близько 10 МВт – на напрузі 6 кВ (при середньому значенні $\cos \varphi \sim 0,9$).

Великі підприємства (6-10 %) з навантаженням 100 МВт і більше мають ВРП 110 кВ і трансформатори 110/10 кВ і майже завжди власну ТЕЦ.

Особливо крупні підприємства з навантаженням 1000 МВт (іноді й більше) за параметрами не відрізняються від енергосистеми.

У розрахунках K_e значення реактивної потужності приймаються за даними енергетичних служб або на підставі розрахунків, що мають бути в проектній документації. За відсутності необхідних даних на межі розділу опір

електричної системи (від межі розділу балансової приналежності, тобто шин ЦП, ГПП, ПГВ та ін.) може бути визначений наближено за потужністю (або струмом) короткого замикання $S_{к.з.}$ (відома або розрахована) за формулою:

$$x_C \approx 2 \frac{U^2}{S_{к.з.}} \quad (6.21)$$

При розрахунках й аналізі режимів напруги і пов'язаних з ними питань компенсації реактивної потужності використовується значення регулюючого ефекту навантаження за реактивною потужністю. У відповідних рівняннях, як правило, використовують значення економічного еквіваленту реактивної потужності. Структура виразів, що характеризують регулюючий ефект і оцінку економічного еквівалента реактивної потужності, ідентична. Відмічені особливості оцінки регулюючого ефекту напруги за реактивною потужністю і економічного еквіваленту реактивної потужності дають підстави розглядати їх спільно в рамках концепції електромагнітної сумісності.

Оціночні (орієнтовні) значення K_e дозволяють оцінити порядок величин K_e , що у багатьох випадках дозволяє судити про коректність складних висновків. Іноді в практиці експлуатації виявляється достатньо визначити оціночні значення K_e .

Так, велика кількість порівняльних розрахунків у СЕП підприємств і енергосистемах (напругою до 110 кВ) дозволила знайти наближену формулу

$$K_e = 2\Delta P_* \cdot \operatorname{tg} \varphi, \quad (6.22)$$

де $\operatorname{tg} \varphi$ – середнє значення коефіцієнту реактивної потужності мережі живлення.

Із статистичних характеристик споживачів випливає, що підвищення напруги на 1 % приводить до зростання активного навантаження споживачів на 1 %, реактивної – на 2 %, тобто можна приймати

$$\frac{\partial P}{\partial u} \approx \frac{P}{U} \cdot \frac{\partial Q}{\partial u} - 2 \frac{Q}{U}. \quad (6.23)$$

Регулюючий ефект напруги за реактивною потужністю

$$K_{U,Q} \approx \frac{1}{S_k}, \quad (6.24)$$

де S_k – потужність короткого замикання у вузлі мережі.

Для трансформаторів 6-10 і 110 кВ

$$K_e \approx K_{II} \cdot \operatorname{tg} \varphi. \quad (6.25)$$

Для будь-якої ділянки мережі без відгалужень

$$K_e = 2\Delta P_*. \quad (6.26)$$

6.5.4. Узагальнені висновки про поняття економічного еквіваленту реактивної потужності в електричних мережах і системах

Використання підходів, заснованих на застосуванні відносних втрат потужності в мережі, що також представляють собою часткові похідні від

параметрів досліджуваних процесів, підтверджує достатню коректність отриманих результатів, що характеризує економічний еквівалент реактивної потужності.

При цьому значення другої складової K_e (тобто D_2 , що характеризує вплив рівня напруги) не перевищує D_1 , залежно від рівня напруги, на 10-45 %. При цьому врахування ємнісної генерації ПЛ 110 кВ (і більш високих номінальних напруг), з огляду на його несуттєвий вплив на рівні K_e , не вимагається.

На наш погляд, важливе значення мають результати розрахунків K_e , виконані з використанням номінальних даних електрообладнання, а також з урахуванням впливу неповноти і некоректності вихідної інформації (нелінійності навантажень, похибок їх еквівалентованого значення). Це виключає необхідність враховувати велику кількість факторів і обумовлює появу значних (до 50 %) похибок.

Приведені в кінці параграфу декілька достатньо простих виразів, що оцінюють порядок значень K_e , дозволяють судити про коректність більш складних розрахунків.

Зрештою, обґрунтовано доцільність розгляду питання оцінок K_e у рамках концепції електромагнітної сумісності.

Глава 7. ОПТИМІЗАЦІЯ ПОКАЗНИКІВ ЯКОСТІ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

Оптимальне значення параметрів якості електроенергії є техніко-економічною категорією, обумовленою мінімальним значенням загальних витрат з урахуванням обґрунтованих обмежень. Обмеження визначаються в більшості випадків технічними вимогами.

Як правило, задача оптимізації розглядається або при виборі технічних засобів для забезпечення показників якості електроенергії при проектуванні, або рідше – в умовах експлуатації. Постановка задачі оптимізації можлива або в детермінованій, або у ймовірнісній залежності.

Постановка задачі показників якості електроенергії полягає в мінімізації функції загальних витрат $Z(\bar{\Pi})$ при наявності обмежень:

$$\bar{f}_{\min}(\bar{\Pi}) \leq \bar{f}(\bar{\Pi}) \leq \bar{f}_{\max}(\bar{\Pi}) \quad (7.1)$$

$$\bar{\Pi}_{\min} \leq \bar{\Pi} \leq \bar{\Pi}_{\max} \quad (7.2)$$

де $\bar{f}_{\min}(\bar{\Pi})$, $\bar{f}_{\max}(\bar{\Pi})$, $\bar{\Pi}_{\min}$, $\bar{\Pi}_{\max}$ – мінімальні й максимальні допустимі значення складових $\bar{f}(\bar{\Pi})$ і $\bar{\Pi}$, що забезпечують врахування обмежень у вигляді рівності та нерівності.

Функція, інакше звана цільовою, представляється як:

$$Z(\bar{\Pi}) = E_n K(\bar{\Pi}) + I(\bar{\Pi}) + U(\bar{\Pi}), \quad (7.3)$$

де E_n – нормативний коефіцієнт ефективності додаткових капітальних витрат $K(\bar{\Pi})$ на засоби поліпшення якості електроенергії ($E_n = 0,15$);

$I(\bar{\Pi})$ – річні експлуатаційні витрати;

$U(\bar{\Pi})$ – щорічний економічний збиток, обумовлений низьким рівнем якості електроенергії.

Нижче розглядається ряд характерних оптимізаційних задач, що відносяться до сфери енергоефективності промислових підприємств.

7.1. Вибір оптимальних рівнів напруги на затискачах електроприймачів

Відомо, що номінальна напруга на затискачах електроприймачів, як правило, не є оптимальною. Винятком є випадки симетричного (відносно номінальної напруги) закону розподілу відхилень напруги; постійною за значенням (або симетричною відносно номінальної напруги) залежності збитку від відхилень напруги. Ці умови для більшості електроприймачів не виконуються, тому в процесі розрахунків для кожного електроприймача необхідно визначати відхилення напруги відносно номінального значення, за якою робота електроприймача і (або) ділянки мережі буде найбільш економічною.

Для більшості практично важливих випадків розподілу відхилень напруги δU підпорядковується нормальному закону з щільністю ймовірностей [98] (Додаток А)

$$f(\delta U) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(\delta U - m)^2}{2\sigma^2}},$$

де m і σ – математичне очікування і середнє квадратичне відхилення δU напруги на затискачах ЕП.

7.1.1. Визначення оптимального значення напруги

Для вирішення оптимізаційної задачі будується варіаційний ряд значень δU_i і визначається ймовірність влучення в кожен з розрядів

$$P_{\delta U_{i_k} - \delta U_{i_n}} = \int_{\delta U_{i_n}}^{\delta U_{i_k}} f(\delta U) d\delta U,$$

де δU_{i_n} і δU_{i_k} – значення границь розрядів відносного математичного очікування.

Приймаючи значення збитку Y_i всередині кожного розряду, можна записати

$$Y_i = P_i Y_{\delta U_{i_{cp}}}.$$

Тут

$$\delta U_{i_{cp}} = \frac{\delta U_{i_k} - \delta U_{i_n}}{2}.$$

Загальний збиток Y визначається, як:

$$Y = \sum_{i=1}^m Y_i \int_{\delta U_{i_n}}^{\delta U_{i_k}} f(\delta U) d\delta U. \quad (7.4)$$

Рішення задачі оптимізації складається з визначення розташування кривої $f(\delta U)$, що характеризується математичним очікуванням m_0 , для якої збиток Y буде мінімальним

$$Y_0 = \sum_{i=1}^m Y_i \int_{\delta U_{i_n} + \delta U}^{\delta U_{i_k} + \delta U} f(\delta U_{Y_0}) d\delta U,$$

де δU_{Y_0} – оптимальний зсув кривої щільності розподілу відносно математичного очікування $m_0 = m - \delta U_{Y_0}$.

Мінімальне значення збитку і оптимальний зсув δU_{Y_0} визначаються з рівняння:

$$\sum_{i=1}^m Y_i f\left[\left(\delta U_{i_k} + \delta U_{Y_0}\right) - f\left(\delta U_{i_n} + \delta U_{Y_0}\right)\right] = 0. \quad (7.5)$$

7.1.2. Рішення при нормальному законі розподілу

При нормальному законі розподілу перерв в електропостачанні оптимальне значення напруги на затискачах одного (або групи) ЕП розраховується за допомогою трансцедентного рівняння:

$$\sum_{i=1}^m Y_i \left\{ \exp \left[-\frac{1}{2} \left(\frac{\delta U_{i_k} + \delta U_{y_o} - m}{\sigma} \right)^2 \right] - \exp \left[-\frac{1}{2} \left(\frac{\delta U_{i_n} + \delta U_{y_o} - m}{\sigma} \right)^2 \right] \right\} = 0.$$

Розрахунки, виконані для умов насосних станцій металургійних комбінатів і машинобудівних підприємств, показали, що оптимальні значення напруги знаходяться в межах $(0 \div 2,1)$ %.

7.2. Оптимізація несинусоїдальних режимів напруги

7.2.1. Функція економічного збитку при несинусоїдальності

Несинусоїдальні режими в промислових електричних мережах обумовлені наявністю як вищих гармонік, так і інтергармонік. Причому, як зазначалось вище, ці рівні можуть бути сумірні (Глава 2).

Функція економічного збитку (грн./рік), обумовлена несинусоїдальністю напруги, при детермінованому уявленні параметрів може бути представлена многочленом другого порядку:

$$Y_{n\Sigma} = \sum_{i=2}^n a_n U_{n^*}^2 + Y_n^{(T)} + Y_n^{(Q)},$$

де a_n – коефіцієнт, що характеризує електромагнітну складову збитку залежно від номера гармоніки напруги і числа ВГ, врахованих при розрахунках.

$$Y_n^{(Q)} = f \left(\sqrt{\sum_{i=1}^n I_{n\text{бк}}^2} \right) - \text{складова збитку, обумовлена неможливістю}$$

компенсації реактивної потужності за допомогою БК внаслідок перевантажень їх ВГ та ІГ.

Наявність фільтро-компенсуючих пристроїв (ФКУ) забезпечує зниження електромагнітної складової збитку і повне усунення технологічної складової $Y_n^{(T)}$ і складової, обумовленої неможливістю компенсації реактивної потужності за допомогою БК $Y_n^{(Q)}$ внаслідок високого рівня ІГ та інших причин. У цьому випадку функція залишкового збитку (грн/рік)

$$Y_{n\Sigma\text{ост}} = \sum_{i=2}^n a_n \left[K_{n^*} (1 - \sigma_{n_q\Sigma}) \right]^2, \quad (7.6)$$

де K_{n^*} – значення гармонік напруги порядку n до установки ФКУ, в.о.;

$\sigma_{n_q\Sigma}$ – сумарна величина частин ВГ та ІГ струму у вузлі мережі порядку n_q , споживаних фільтрами і окремо розташованими БК.

Установка ВП з підвищеною пульсністю не визначає обов'язкового усунення збитку $Y_n^{(T)}$ і $Y_n^{(Q)}$, при цьому:

$$Y'_{n\Sigma_{\text{ост}}} = \sum_{i=2}^n a_n \left(K_{U(n)}' \right)^2 + Y_n^{(T)} + Y_n^{(Q)}.$$

При оптимізації несинусоїдальних, несиметричних режимів і коливань мінімальне (нульове) значення буде мати місце, вочевидь, при синусоїдальності, симетрії системи лінійних напруг і відсутності коливань напруги. Слід відзначити, що повна оптимізація економічно не обґрунтована. Достатньо привести показники якості напруги до значень, нормованих діючими стандартами.

7.2.2. Основні заходи, направлені на зниження несинусоїдальності

В якості основних заходів, направлених на зниження несинусоїдальності напруги в мережі, як вказувалось вище, використовуються: установка ВП з покращеними показниками (почерговим керуванням і т.п.) перетворювачів з підвищеною пульсністю схем випрямлячів, ФКУ. Вибір тих або інших засобів здійснюється на основі аналізу особливостей виробництва і техніко-економічного порівняння варіантів. Так, в ряді випадків встановлення ФКУ виявляється практично неможливим внаслідок значної необхідної потужності конденсаторів ФКУ і високого значення відповідного коефіцієнта потужності у вузлі мережі, де потрібне зниження несинусоїдальності напруги.

Кінцеве значення вибору тих або інших засобів оптимізації несинусоїдальних режимів напруги приймається на основі техніко-економічних розрахунків. Таким чином, задача полягає в складанні цільових функцій і обмежень при використанні окремих засобів мінімізації ВГ та ПГ з подальшим порівнянням варіантів за загальними народногосподарськими витратами, відповідними оптимальним параметрам несинусоїдального режиму напруги при виконанні всіх накладених обмежень.

При підключенні перетворювачів з підвищеною пульсністю випрямлення або з покращеними енергетичними характеристиками функція приведених витрат

$$Z = E_{\text{пр}} K_{\text{пр}} + Y'_{n\Sigma_{\text{ост}}}, \quad (7.7)$$

де Z – загальні витрати, грн./рік;

$E_{\text{пр}}$ – сумарний коефіцієнт відрахувань від капітальних $K_{\text{пр}}$ витрат на встановлювані перетворювачі;

$Y'_{n\Sigma_{\text{ост}}}$ – залишковий збиток, обумовлений несинусоїдальністю напруги, що також включає в себе вартість втрат у мережах, що живлять перетворювач, грн./рік.

В якості обмеження у даному випадку приймається забезпечення пропускної здатності ліній і трансформаторів у вузлах, до яких підключаються перетворювачі.

За невиконанням одного або декількох обмежень розглядаються додаткові заходи, що забезпечують виконання того чи іншого обмеження (наприклад, збільшення перерізів ліній, потужностей трансформаторів або додаткове

встановлення ФКУ). Відповідна зміна приведених витрат повинна враховуватись.

7.2.3. Оптимізація параметрів ФКУ

В силу дискретності шкали БК і реакторів у промислових електричних мережах рішення задачі оптимізації параметрів ФКУ не виконується. У проектній та експлуатаційній практиці виконуються нормативні й інші документи, засновані на досвіді експлуатації.

7.3. Вибір типу моделі несинусоїдального процесу

Під час вирішення питання застосовності детермінованих або стохастичних моделей необхідно з'ясувати види невизначеності та врахувати характер розглядуваних задач.

Здійснюється перевірка цільової функції на чутливість та економічну стійкість. При перевірці на чутливість визначається ступінь зміни значень цільової функції при зміні будь-якого параметра. Зазвичай рекомендується приймати 5 %-ву зміну приведених витрат (змінюється не більше, ніж на 5 %). Можна подати цей параметр усередненої функції детермінованою величиною. Для промислових електричних мереж є можливість усереднення параметрів основного електрообладнання (опору, допустимої температури нагріву й ін.) з метою складання спрощених виразів (Додаток Е і Додаток Ж).

Можливість детермінованого представлення оптимізаційних параметрів здійснюється перевіркою цільової функції на економічну стійкість, критерієм якої приймають 5 %-ову зміну загальних витрат при зміні на 5 % будь-якого з оптимізаційних параметрів.

Досвід проектних інститутів і розрахунки, що виконувалися в експлуатаційній практиці в системах електропостачання чорної та кольорової металургії, целюлозно-паперових комбінатів й інших підприємств, дозволяє на основі узагальнень зробити наступні висновки і рекомендації.

У СЕП з ВП з 6-пульсною схемою випрямлення при встановленні одного ФКУ функція приведених витрат є випуклою на сегментах параметрів $x_{p \min} \leq x_p \leq x_{p \max}$ і $Q_{p \min} \leq Q_p \leq Q_{p \max}$, що забезпечують налаштування ФКУ на частоти 100-150 Гц. При цьому можливий один мінімум. При встановленні двох і більше ланок ФКУ і точного налаштування їх на частоти найнижчих порядків ВГ напруги спектра ($n_p^{(6\Phi)} = 5, 7, \dots$) ситуація аналогічна: два і більше мінімумів можливі в електричних мережах з ВП при 12-пульсній схемі випрямлення.

Визначивши можливість існування мінімуму цільової функції на сегментах допустимих значень параметрів, можна переходити до пошуку власне методів оптимізації, тобто до знайдення мінімуму нелінійної цільової функції з лінійними обмеженнями на оптимізуючі параметри (потужності БК і опору реакторів ФКУ).

Доцільним, на наш погляд, для рішення конкретних задач є метод послідовного перебору.

Глава 8. НАБЛИЖЕНІ МЕТОДИ РОЗРАХУНКУ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ

8.1. Оціночні методи розрахунку показників якості напруги в системах електропостачання

При експлуатації та проектуванні електричних мереж і електричних систем в ряді випадків виникає необхідність наближеної оцінки параметрів режимів, вартості електрообладнання, розрахунків між постачальниками і споживачами електроенергії тощо. Тобто оцінки порядку відповідних величин з послідуєчим, у випадку необхідності, більш точним розрахунком. Такий підхід припустимий, наприклад, для прийняття проектного рішення з оцінки витрат на капітальне будівництво й інших коштовних рішень, реконструкцію об'єктів, при кількох варіантних рішеннях. При оцінюванні вартості проектних рішень використовують так звані перебільшені показники, що дозволяють отримати лише наближене, тобто оцінює значення. В умовах експлуатації прийняття таких рішень можливе, наприклад, при різного роду нештатних ситуаціях: термінова заміна робочого електрообладнання, оцінка економічних збитків, пов'язаних з аварійними випадками та ін., коли використати метод експертних оцінок неможливо.

Оціночні методи зазвичай базуються на аналогіях, подібних процесах, відомих особливостях взаємного впливу окремих видів електрообладнання тощо. При цьому, як правило, сукупність різного виду електрообладнання (двигунів, генераторів, трансформаторів та ін.) розглядається, як єдине фізичне тіло з параметрами, що є сумою параметрів окремих одиниць електрообладнання, тобто оцінюються усереднено. Зміна кількості електрообладнання того чи іншого виду вимагає відповідної реконструкції електричної схеми. Використовуються також збільшуючі показники відомих видів обладнання.

При такому підході в деяких випадках досить складно виконати усереднення вартості різних типів єдиного комплексу обладнання, вартості 1 кВт·год електроенергії, тому що ця вартість може відрізнятися для різних областей, видів виробництв та ін. Тому доцільно при усередненні розглядати декілька груп народно-господарського комплексу [31-54].

Точність оцінки значень показників якості електроенергії залежить від похибок, з якими задаються номінальні параметри електрообладнання і електричних мереж, а також некоректного обліку режимів електрообладнання. Це важливо як у випадку нелінійних навантажень, так і навантажень, параметри яких є функціями інших режимних характеристик [38].

Похибка перерахунку опорів не може перебільшувати найбільшу з похибок сумуючих опорів. Як правило, ця похибка не перевищує 5-10 %, але при наявності в мережі нелінійних пристроїв може бути значно більшою. Те ж саме відноситься до опорів прямої та зворотної послідовностей, що використовуються для розрахунку коливань і несиметрії напруги. Похибка розрахунку опорів на частотах вищих гармонік може бути значно більшою,

оскільки похибка оцінки індуктивних опорів збільшується майже пропорційно номерам ВГ.

Опір зворотної послідовності мережі живлення в розрахунках показників якості електроенергії приймається рівним опору короткого замикання в розглянутому вузлі. Похибка розрахунку цього опору знаходиться в межах 3-13 %. Його частотна характеристика суттєво нелінійна і має змінне максимальне і мінімальне значення. Облік цього чинника при детерміністичній постановці завдання в більшості випадків неможливий, що є джерелом значних похибок розрахунку несинусоїдальних режимів [26-41].

На значення похибок розрахунку істотно впливають неповнота і некоректність інформації, що міститься, наприклад, у завданнях на проектування електропостачання. Як правило, 30-50 % необхідних даних невідомі. Не в усіх випадках відомі режимні характеристики електричних мереж (рівні і закони зміни напруги на межі розділу балансової приналежності, наявність в системі джерел електромагнітних перешкод, параметрів і режимів їх роботи та ін.). Не завжди відомі перспективи зростання потужності і зміни конфігурації енергосистеми тією мірою, в якій відповідна інформація могла б бути використана в розрахунках електропостачання на стадії проектування. Значення струмів ВГ і ІГ, струмів зворотної послідовності, необхідні для розрахунку несинусоїдальних і несиметричних режимів, також задаються зі значними похибками. Так, математичне очікування $M[I_2]$ і дисперсія $D[I_2]$ відносної похибки розрахунку струму зворотної послідовності для певних підстанцій нетягових споживачів виявляються в межах $M[I_2] = 0,04 \div 0,10$; $D[I_2] = 0,14 \div 0,18$. Для ВГ відповідні значення виявляються ще більшими.

Похибки розрахунків показників якості електроенергії в мережах підприємств і тягових мережах можуть сягати значень 10-15 %. Практика свідчить, що аналогічна точність в конкретних випадках може бути досягнута і за допомогою так званих оціночних розрахунків, при яких виключається необхідність удаватися до врахування максимального числа факторів, що впливають на розрахунок. Це тягне за собою в ряді випадків недоцільність використання складних програм з огляду на велику кількість факторів або фізичних моделей при розрахунку розглянутих показників якості в електричних мережах.

8.20 Оцінка економічних втрат в Україні, обумовленого неякісною електроенергією

Порядок розрахунків полягає в наступному.

Визначаємо сумарні потужності трансформаторів W_{yct} . Як відомо, ця величина у 4-5 разів перевищує сумарну потужність генераторів електростанцій $W_{ген}$ [106] (в Україні становить 50 тис. МВ·А). Таким чином, $W_{yct} = 50 \cdot 5 = 250$ ГВт.

Щорічна величина втрати потужності внаслідок виходу з ладу трансформаторів ΔW в результаті додаткового зношення ізоляції через несиметрію і несинусоїдальність напруги за усередненою оцінкою інституту «Енергомережпроект» становить 20 %. Ця величина справедлива, якщо більше 75 % трансформаторів працюють з навантаженням понад 50 %. Таким чином [106],

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

Тоді витрати по заміні трансформаторів

$$37500 \cdot 0,25 = 9375 \text{ млн грн/рік}$$

або

$$9375/8 = 1,17 \text{ млрд дол./рік (за курсом 2012 року).}$$

Враховуючи, що електродвигуни (електроприводи) використовують близько 70 % всієї виробляємої електроенергії [106] $S_{вир}$ (у 2012 році ця величина становила близько 200 млрд кВт · год), то

$$S_{en} = 0,7 S_{вир} = 0,7 \cdot 200 = 140 \text{ млрд кВт·год.}$$

Значення втрат, пов'язаних з впливом низької якості енергії на пошкоджуваність електродвигунів, $\Delta S_{де}$:

$$\Delta S_{де} = S_{en} \cdot 0,2 = 140 \cdot 0,2 = 28 \text{ млрд кВт·год.}$$

Вартість додатково споживаної електроенергії (0,5 грн/кВт·год):

$$\Delta S_{де}^{(don)} = 28 \cdot 0,5 = 14 \text{ млрд грн./рік}$$

або

$$14/8 = 1,75 \text{ млрд дол./рік.}$$

Визначаємо вартість щорічних втрат електрики на основній частоті, що за даними 2012 року складають 12 %:

$$200 \cdot 0,12 \cdot 0,5 = 12 \text{ млрд грн / рік}$$

або

$$12/8 = 1,5 \text{ млрд дол. / рік.}$$

Вартість сумарних економічних втрат електроенергії:

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

Приймаємо $S_{\Sigma} \approx 5$ млрд дол.

Таким чином, оціночне значення електромагнітних втрат в електричних мережах України, з урахуванням втрат в мережі, а також технологічних складових, можна прийняти рівним 5-6 млрд дол./рік.

8.3 Оцінка економічного збитку при відключенні (погашенні) підстанції

8.3.1 Ймовірне значення обмеження електропостачання підстанції в Україні

Ймовірне значення обмеження електропостачання $W_{\text{ймов}}$ підстанції

$$W_{\text{ймов}} = W_{\Sigma} q \tau_{\text{с}} \lambda_{\Sigma}$$

де W_{Σ} – річне споживання електроенергії, кВт·год;

q – частка споживання електроенергії на підстанції;

$\tau_{\text{с}}$ – середній час відновлення;

λ_{Σ} – системні відмови.

Значення W_{Σ} приймаємо за даними НКРЕ (за 2014 рік $W_{\Sigma} = 171,5$ млрд кВт·год). Для підстанції, яка проектується значення параметрів наступні:

$$q=0,05; \quad \tau_{\text{с}} = 10^{-3}.$$

Аналіз надійності 12 підстанцій при повному погашенні дозволив зробити висновок, що результуюче значення потоку відмов (системний потік відмов) для підстанцій 35-110 кВ при різних схемах електричних з'єднань і типах вимикачів (повітряних, масляних, елегазових) знаходяться в межах:

$\lambda_{\Sigma} = 0,02 \div 0,12$ переважне значення (більш 70 % випадків);

$\lambda_{\Sigma} = 0,03$ (аналогічний результат впливає з попередніх досліджень).

$$W_{\text{ймов}} = 171,5 \cdot 0,05 \cdot 0,03 \cdot 10^{-3} = 0,257 \text{ млн кВт·год.}$$

Значення збитку $У$ через тривалий дефіцит електроенергії:

$$У = W_{\text{ймов}} y_0$$

де y_0 – питомий збиток для даної галузі економіки, наприклад, для металургії, гірничорудної промисловості та інших енергоємних виробництв (для України $y_0 = 2,0$ грн/кВт·год).

У даному прикладі

$$У = 0,257 \cdot 2 = 0,51 \text{ млн грн} = 510 \text{ тис. грн.}$$

Аналогічним чином вирішується питання оцінки економічного збитку при погашенні підстанцій для живлення ділянок або цехів на території підприємства.

8.4. Інженерні методи оцінки параметрів режиму в електричних мережах

8.4.1. Розрахунок на основі типових значень коефіцієнтів передачі

Система електропостачання промислового підприємства є великою й динамічною, постійні часу основних елементів якої досить високі, тому вони можуть розглядатися як елементи, параметри яких в частотному спектрі огинаючої напруги (0,1-15 Гц) практично незмінні й їх можна вважати

лінійними. При складанні схем заміщення силових елементів (трансформаторів, реакторів, більшості навантажень) модуль передаточної функції може бути представлений коефіцієнтом передачі із загальним виразом:

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

де x_c – індуктивний опір СЕП до точки розрахунку;

x_e – індуктивний опір силового елемента.

Опори можуть розраховуватися за схемою заміщення СЕП, складеною для розрахунку струмів КЗ. Залежно від розрахункових величин може бути визначене значення коефіцієнта викривлення кривої напруги K_U при розрахунках несинусоїдальних режимів, δU_t при розрахунку коливання або дози флікера P_{st} або P_{lt} . Похибка розрахунку δU_t і K_U у вузлах СЕП не перевищує 1-2 %; для P_{st} і P_{lt} виявляється дещо більшою (до 4-5 %) [104].

На рис. 8.1 і 8.2 представлені схеми живлення ДСП і схеми заміщення системи електропостачання [104].

У табл. 8.2 і 8.3 представлені значення коефіцієнтів передачі K для типових трансформаторів з $U_n = 110$ кВ з розщепленими обмотками (ТРО) і здвоєними реакторами (ЗР). В усіх випадках вихідною точкою (вузлом) розрахунку за таблицями є значення нелінійного навантаження на шинах джерела коливань або несинусоїдальності. Так, коливання напруги на шинах живлення ДСП визначаються за формулою

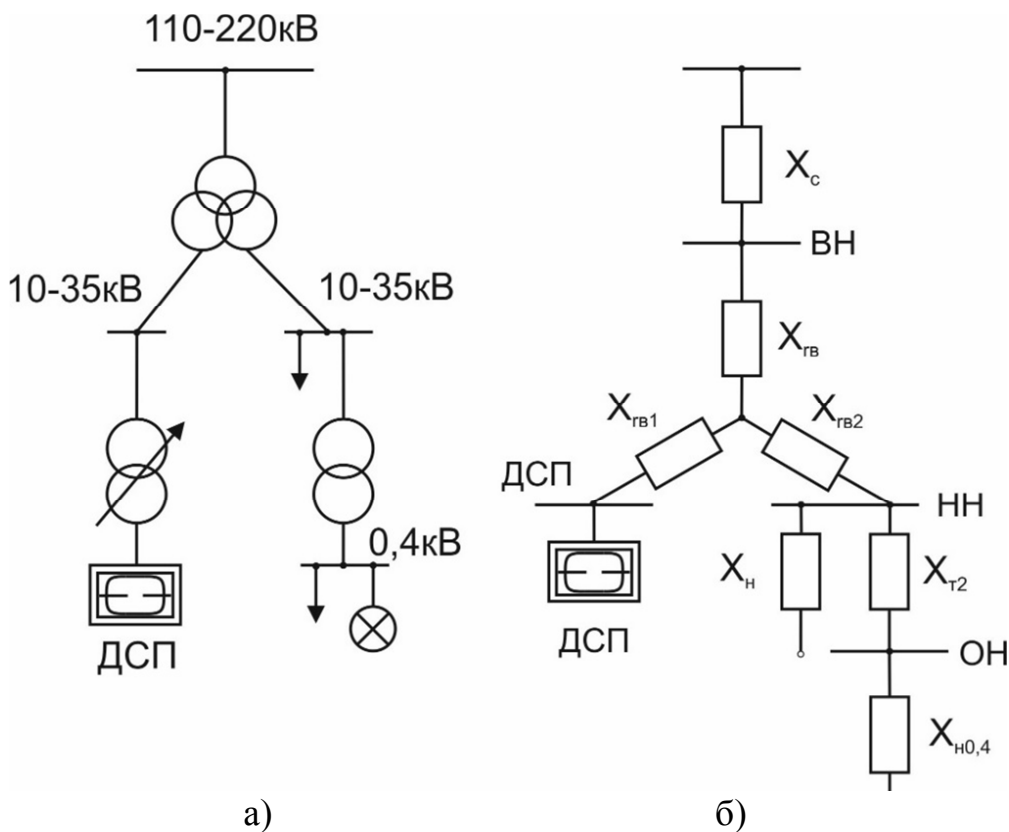


Рис. 8.1. Схема живлення ДСП від трансформатора з розщепленими обмотками (а) та схема заміщення (б)

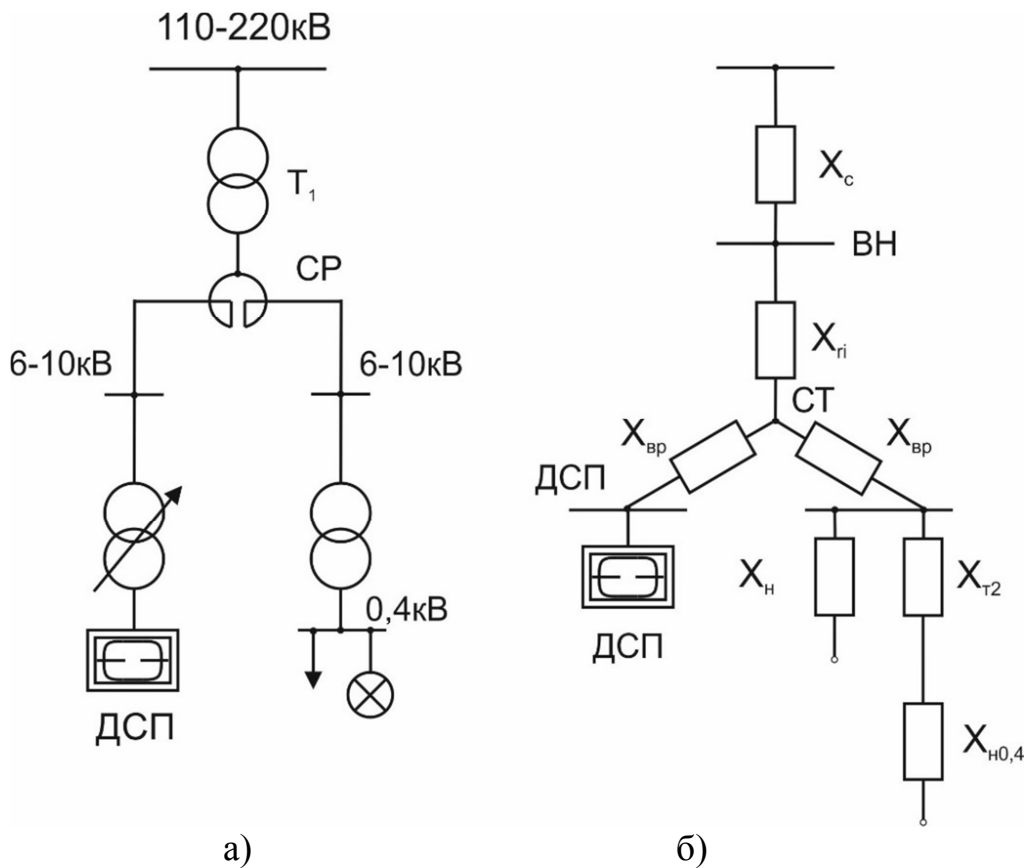


Рис. 8.2. Схема живлення ДСП від зведеного реактора (а) та схема заміщення (б)

Таблиця 8.2

Значення коефіцієнтів передачі для типових трансформаторів з розщепленими обмотками з $U_{BH} = 110$ кВ

$S_{ном}, MVA$	$S_{КЗ}, MVA$	Коефіцієнти передачі	
		$K_{ДСП-СТ}$	$K_{ДСП-ВН}$
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

Таблиця 8.3

Значення коефіцієнтів передачі при використанні здвоєних реакторів
з $U_{ВН} = 110$ кВ

S_{nom}, MVA	$S_{p.прох}, MVA$	$X_p, \%$	$S_{КЗ}, MVA$	Коефіцієнти передачі		
				$K_{ДСП-СТ}$	$K_{ДСП-НН}$	$K_{ДСП-ВН}$
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	0,230	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

$$\delta U_{t, дсн}^{(дсн)} = 100 \frac{S_{nom}}{S_{КЗ}} \approx P_M^{(дсн)}$$

де S_{nom} – потужність трансформатора.

У таблицях наведені значення коефіцієнтів передачі (в.о.) $K_{ДСП-СТ}$ і $K_{ДСП-ВН}$ для трансформаторів з розщепленими обмотками (ТРО) $U_{nom} = 110$ кВ і $K_{ДСП-СТ}$, $K_{ДСП-ВН}$ і $K_{ДСП-НН}$ при використанні ЗР з $U_{nom} = 6-10$ кВ.

Коливання напруги на шинах ВН:

$$\delta U_{t,ВН} = \delta U_{t,ДСП} K_{ДСП-ВН}, \text{ де } K_{ДСП-ВН} = K_{ДСП-СР} \cdot K_{СР-ВН}.$$

Загальнопромислове навантаження підключається або до збірних шин НН ТРО (тобто X_H), або на стороні 0,4 кВ ($X_{H0,4}$) паралельно з освітлювальним навантаженням

$$\delta U_{t,НН} = \delta U_{t,ДСП} K_{ДСП-НН},$$

де

$$K_{ДСП-НН} = K_{ДСП-СР} \cdot K_{СР-НН}.$$

Коливання напруги на шинах 0,4 кВ

$$\delta U_{t,кВ} = \delta U_{t,ДСП} K_{ДСП-кВ}, \text{ де } K_{ДСП-кВ} = K_{ДСП-СР} K_{СР-НН} K_{НН-кВ};$$

$$K_{НН-кВ} = \frac{X_{H0,4}}{X_{H0,4} + X_{m2}}; \quad X_{H0,4} = \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{ном} \sin \varphi};$$

$$S_{\bar{\sigma}} = 100 \text{ МВ} \cdot A.$$

Приклад 8.1. Номінальна потужність пічного трансформатора в мережі ТРО (63 МВА) становить 40 МВА. Визначити значення дози флікера на шинах 0,4 кВ. Потужність КЗ системи – 3000 МВА. Трансформатор 10/0,4 кВ типу ТМ-1000/10, навантаження 0,4 кВ 800 кВА ($\cos \varphi = 0,8$).

Розв'язання.

Визначаємо коливання напруги на шинах живлення ДСП

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

Визначаємо дозу флікера на шинах 0,4 кВ з урахуванням коефіцієнтів передачі (табл. 8.2-8.3)

$$P_{st,кВ} \approx \delta U_{t,кВ}^{(ДСП)} = \delta U_{t,ДСП}^{(ДСП)} \cdot K_{ДСП-кВ} = \delta U_{t,ДСП}^{(ДСП)} \cdot K_{ДСП-СР} \cdot K_{СР-НН} \cdot K_{НН-кВ} = 1,33 \cdot 0,195 \cdot 0,98 = 0,254;$$

де
$$K_{СР-НН} = \frac{X_{T1}}{X_{T1} + X_{T2}} = \frac{4,85}{20 + 4,85} = 0,195;$$

$$X_{T1} = 22 \cdot \frac{100}{10,5^2} = 20 \text{ – опір трансформатора Т1};$$

$$X_{T2} = 5,35 \cdot \frac{100}{10,5^2} = 4,85 \text{ – опір трансформатора Т2};$$

$$K_{НН-кВ} = \frac{X_{H0,4}}{X_{H0,4} + X_{T2}} = \frac{208,3}{208,3 + 4,85} = 0,98$$

$$X_{H0,4} = \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{ном} \sin \varphi} = \frac{100}{0,8 \cdot 0,6} = 208,3 \text{ – опір навантаження 0,4 кВ.}$$

Приклад 8.2. Потужність пічного трансформатора 63 МВА в мережі. Потужність КЗ – 4000 МВА. Визначити дозу флікера на шинах ВН.

Розв’язання.

Визначаємо коливання напруги на шинах живлення ДСП

$$\delta U_{i, \text{ДСП}}^{(\text{ДСП})} = 100 \frac{S_{\text{ном}}}{S_{\text{КЗ}}} = 100 \frac{63}{4000} = 1,575.$$

Визначаємо дозу флікера на шинах ВН з урахуванням коефіцієнтів передачі (табл. 8.3)

$$P_{st, \text{ВН}} \approx \delta U_{i, \text{ВН}}^{(\text{ДСП})} = \delta U_{i, \text{ДСП}}^{(\text{ДСП})} \cdot K_{\text{ДСП-ВН}} = \delta U_{i, \text{ДСП}}^{(\text{ДСП})} \cdot K_{\text{ДСП-СР}} \cdot K_{\text{СР-ВН}} = 1,575 \cdot 0,091 \cdot 0,61 = 0,087.$$

8.4.2. Визначення коливань у мережах прокатних станів

Розрахунок коливань напруги у мережах прокатних станів полягає в наступному.

1. Розраховуються розмахи коливань напруги прямокутної форми (рис. 8.3)

$$d_i = \delta U_i$$

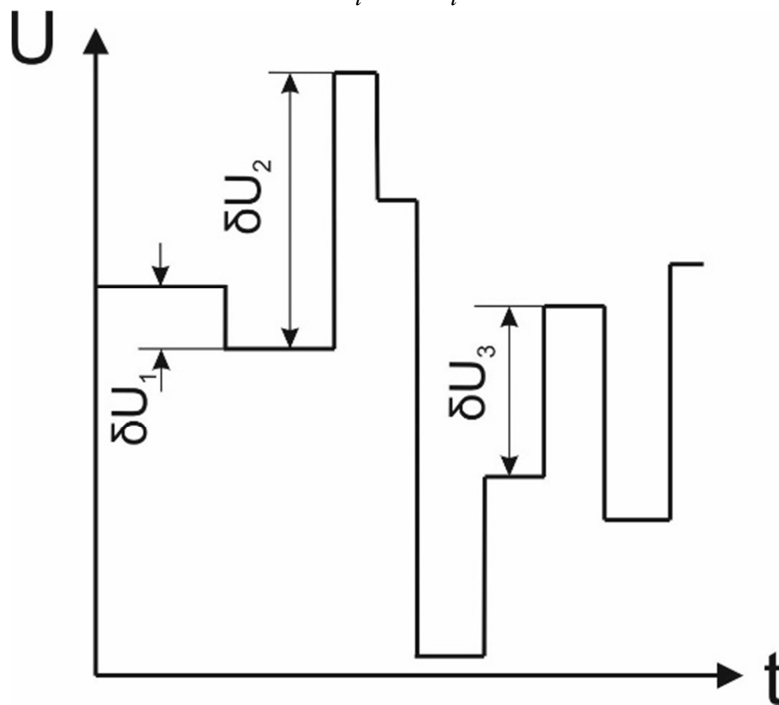


Рис. 8.3. Коливання напруги прямокутної форми

2. Залежно від тривалості інтервалу T (хв.) визначається еквівалентна частота коливань

$$r = \frac{1}{T} \text{ хвилини.}$$

3. За значенням r визначається допустимий розмах коливань [20]

$$d_0 = f(r).$$

4. Визначається інтенсивність короткочасного флікера

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

Похибка розрахунку за наведеним алгоритмом не перевищує 1,5 %.

Приклад 8.3. Визначити допустимість коливань на напруги в електричній мережі слябінга. Графік реактивного навантаження наведено нижче. Потужність КЗ в мережі 10 кВ становить 300 МВА.

Рішення.

Відповідно до графіка навантаження визначимо розмахи коливань напруги:

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

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

$$r = \frac{1}{1,05} \approx 1; d_0 = 7;$$

$$P_{st} = \frac{\sqrt[3]{13^3 + 4^3 + \dots + 3^3 + 6^3}}{7} = \frac{\sqrt[3]{23168}}{7} = 4,07.$$

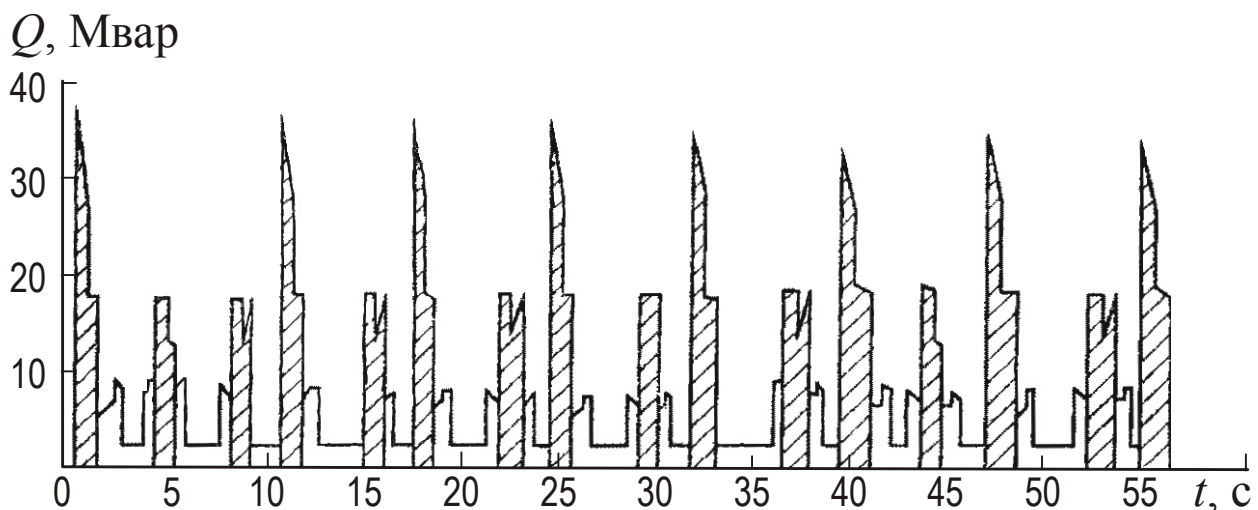


Рис. 8.4. Графік реактивного навантаження слябінга

Фрагмент розрахунку розмахів коливань напруги для всього графіка наведено в табл.8.4.

Таблиця 8.4

Результати розрахунку доз флікера в електричній мережі слябінга

i	δQ_i , Мвар	δQ_{ii} , %	i	δQ_i , Мвар	δQ_{ii} , %
1	39	13	15	6	2
2	12	4	16	18	6
3	9	3	17	39	13
4	18	6	18	12	4
5	18	6	19	9	3
6	6	2	20	18	6
7	6	2	53	18	6
8	18	6	54	6	2
9	39	13	55	6	2
10	12	4	56	18	6
11	9	3	57	39	13
12	18	6	58	12	4
13	18	6	59	9	3
14	6	2	60	18	6

ВИСНОВКИ

Монографія «Енергетична ефективність систем електропостачання» розкриває наукові основи забезпечення енергетично ефективних режимів роботи при складних умовах порушення надійності та якості електропостачання. Саме вказані показники формують необхідні умови нормального функціонування сучасних електричних мереж з великою кількістю перетворювачів енергії та обмеженою потужністю енергосистеми. Наукова цінність роботи полягає в системному аналізі нових наукових досягнень в області надійності та якості електроенергії з урахуванням сучасних методів аналізу та моделювання електричних режимів.

Зміст деяких розділів монографії носить інноваційних характер та розкриває нові знання та можливості створення сучасних електроенергетичних систем. Зокрема розділи «Основні положення концепції Smart Grid в задачах електромагнітної сумісності» та «Надійність в задачах енергоефективності» містять рекомендації по впровадженню заходів інтелектуального електропостачання України та дають економічну оцінку цьому.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. 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. - 2nd edition. - D.: National Mining University. - 2013. - 239 p.
2. 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). - 201. - P. 11-18.
3. Kowalski Z. Jakosc energii elektrycznej. - Lodz, 2007. - 620 p.
4. Pivnyak G. G. Estimating economic equivalent of reactive power in the systems of enterprise electric power supply / G. G. Pivnyak, I. V. Zhezhelenko, Yu. A. Papaika // Науковий вісник НГУ. - 2016. - № 5. - С. 62 - 66.
5. R. Smolenski. Conducted electromagnetic interference (EMI) in smart grids, London, Springer, 2017, 198 pp.
6. Ryszard Strzelecki, Henryk Supronowicz. Wspolczynnik mocy w systemach zasilania pradu przemiennego i metody jego poprawy / Ryszard Strzelecki, Henryk Supronowicz, Warszawa : Oficyna Wydaw. Politechniki Warszawskiej, 2000, 452 s.
7. 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 edition: Translation from Ukrainian. - Dnipropetrovsk: National Mining University. - 2009. -406 pp.
9. Аналітична доповідь до щорічного Послання Президента України до Верховної Ради України внутрішнє та зовнішнє становище України в 2016 році». - К.: НІСД, 2016. - 688 с.: С. 544- 546.
10. Андреев В.А. Релейная защита, автоматика и телемеханика в системах электроснабжения. - М.: Высш. шк., 1985. - 391 с.
11. Аррилага Д., Брэдли Д., Боджер П., Гармоники в электроиических системах. М.: Энергоатомиздат, 1990. - 320 с.
12. Б.И. Кудрин. Стратегия энергоэффективности и электрообеспечения потребителей до 2006 г. - Из-во МНП, Москва, 2012, 51 с.
13. Барский В. А. Электропривод как энергосберегающий фактор в промышленности ЖКХ Украины / В. А. Барский и др. // Энергосбережение. Энергетика. Энергоаудит. - 2013. - № 9. - С. 14-23.
14. Вагин Г. Я. Электромагнитная совместимость в электроэнергетике: учеб. пособие / Г.Я. Вагин, А.Б. Лоскутов, А. А. Севастьянов. - Н. Новгород : НГТУ, 2004. - 214 с.
17. Гамазин С.И., Петрович В.А., Никифорова В.Н. Определение фактического вклада потребителя в искажение параметров качества электрической энергии // Промышленная энергетика . - 2003. -№ 1. - С. 32-38.

19. Глушко С., Пикин С. Технологическая концепция Smart Grid - облик электроэнергетики будущего // Энергорынок, 2009, № 11(71), С. 68-72.
20. ГОСТ 13109-97. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. - М.: Стандартинформ, 1997. - 60 с.
25. Дьяков А.Ф. Электромагнитная совместимость в электроэнергетике и электротехнике. / А.Ф. Дьяков, Б.К. Максимов, Р.К. Борисов, И.П. Кужекин, А.В. Жуков. Под ред. А.Ф. Дьякова. - М.: Энергоатомиздат, 2003. - 768 с.
26. 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.
27. Жаркин А.Ф., Новский В.А., Палачев С.А. Нормативно-правовое регулирование качества электрической энергии. – К.: Ин-т электродинамики НАН Украины, 2010. – 167 с.
28. Жежеленко И.В. Анализ методов оценки платы за перетоки реактивной энергии в сетях промышленных предприятий / И.В. Жежеленко, В.В. Нестерович // Вісник Приазовського державного технічного університету. Серія: Технічні науки. – 2015. – Вип. 31. – с. 174-180.
29. Жежеленко И.В. Оценочные методы определения экономического эквивалента реактивной мощности / И.В. Жежеленко, Ю.А. Папаика, А.Г. Лысенко // Гірнична електромеханіка та автоматика: наук.-техн. зб. – 2017. – Вип. 98. – С. 3-6.
30. Жежеленко И.В. Анализ факторов, влияющих на энергетическую эффективность систем электроснабжения / И.В. Жежеленко, В.Е. Саравас, Г.Г. Трофимов // Електромеханічні та енергозберігаючі системи. – Кременчук: КрНУ, 2017. – Вип. 1/2017 (37). – С. 56-62.
31. Жежеленко И.В. Высшие гармоники в системах электроснабжения предприятий. – 6-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1994. – 272 с.
32. Жежеленко И.В. и др. Качество электроэнергии на промышленных предприятиях / И.В. Жежеленко, М.Л. Рабинович, В.М. Божко. – К.: Техника, 1981. – 160 с.
33. Жежеленко И.В., Коротчевич М.А. Электромагнитная совместимость в электрических сетях. Минск: Высшая школа, 2012. – 197 с.
34. Жежеленко И.В., Саенко Ю.Л. Качество электроэнергии на промышленных предприятиях. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 2005. – 311 с.
35. Жежеленко И.В., Саенко Ю.Л., Бараненко Т.К. Анализ сетевого тока преобразования частоты с различными законами управления // Проблемы электротехники, Лодзь, 2007. – с. 16-18.
36. Жежеленко И.В., Саенко Ю.Л., Бараненко Т.К. Интергармоники в системах электроснабжения промпредприятий // Вестник ПГПТУ, Мариуполь, 1998, №8.
37. Жежеленко И.В., Саенко Ю.Л., Бараненко Т.К. Оценка гармоник сетевого тока преобразователей частоты со звеном постоянного тока // Промэнергетика. – 2007. - №2.

38. Жежеленко И.В., Трофимов Г.Г. Оценка факторов, влияющих на энергетическую эффективность систем электроснабжения / И.В. Жежеленко, Г.Г. Трофимов // Энергетичний менеджмент: стан та перспективи розвитку. Збірник наукових праць IV Міжнародної науково-технічної та навчально-методичної конференції у місті Києві 25-27 квітня 2017 р. – Київ, КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2017. – с.
39. Жежеленко И.В., Шиманский О.Б. Электромагнитные помехи в системах электроснабжения промышленных предприятий. – Киев: Вища школа, 1986.
40. Жежеленко И.В. Оценка надежности оборудования при пониженном качестве электроэнергии / Жежеленко И.В., Саенко Ю.Л., А.В. Горпинич // Вести в электроэнергетике, 2006. - №6 – с.13-17.
41. Жежеленко И.В. Оценка потерь электрической энергии, вызванных снижением ее качества / И.В. Жежеленко, В.В. Нестерович // Вісник Приазовського технічного університету: зб. наукових праць / ПДТУ. – Маріуполь, 2017. – Вип.34. – с.119-126.
42. Жежеленко И.В. Электрические потери от высших гармоник в системах электроснабжения // Электрика. – 2010. - №4.
43. Железко Ю.С. Потери электроэнергии. Реактивная мощность. Качество электроэнергии. Руководство для практических расчетов / Железко Ю.С. – М.: ЭНАС, 2009. – 456 с.
44. Жураховский А.В. Повышение экономичности и оптимизация работы электрических сетей с помощью статических транзистронных компенсаторов // Современные проблемы энергетики; преобразование, стабилизация параметров и транспорт электроэнергии: Тезисы докладов четвертой Республиканской научно-технической конференции. - К.: Институт электродинамики АН УССР, 1985. – с.103-104.
45. Зыкин Ф.А. Определение степени участия нагрузок в снижении качества электроэнергии // Электричество. – 1992. - №11. – с. 13-19.
46. Жежеленко И.В. Комплексный подход к проблеме повышения энергетической эффективности электрических сетей / И.В. Жежеленко, Г.Г. Трофимов, В.Э. Воротницкий, В.А. Исаев // Энергетика, 2017. - №2 (610). – с.14-16.
47. Иванов В.С., Соколов В.И. Режимы потребления и качество электроэнергии систем электроснабжения промышленных предприятий М.: Энергоатомиздат, 1987. – 250 с.
48. Идельчик В.И. Расчеты и оптимизация режимов электрических сетей и систем. – М.: Энергоатомиздат, 1988. – 228с.
49. 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.
50. Інтелектуальні електричні мережі: елементи та режими: за заг. ред. акад. НАН України О.В. Кириленка / Інститут електродинаміки НАН України. – К.: Ін-т електродинаміки НАН України, 2016. – 400 с.

51. Калюжный Д.Н. Определение действительного электропотребления и схем включения счетчиков электрической энергии с учетом ее качества. – Х.: изд-во «Форт», 2013. – 195 с.
52. Карташов И.И., Тульский В.И., Шамонов Р.Г., Шаров Ю.В., Воробьев А.Ю. Управление качеством электроэнергии. – Москва, издат. дом. МЭИ, 2006. – 320 с.
53. Карташов И.И., Пономаренко И.С., Ярославский В.Н. Требования к средствам измерения показателей качества электроэнергии // Электричество, 2000, №4, с. 11-17.
54. Карташов И.И., Шаров Ю.В. Современные методы и средства обеспечения качества электроэнергии. Сб. статей новые технологии для электрических сетей. – М.: Издательский дом МЭИ, 2006, с. 32-55.
55. Качество электроэнергии: современные требования и их обеспечение в электрических сетях железных дорог / С.Н. Елифанцев, И.В. Жежеленко, В.А. Овсейчук, Г.Г. Трофимов, С.В. Шимко; ред. Г.П. Кутовой; Рос. академ. естест. наук. – М.: Эко-Пресс, 2014. – 264 с.
56. Кобец Б.Б., Волкова И.О. Smart Grid в электроэнергетике // Энергетическая политика, 2009, вып. 6, с. 54-56.
57. Кобец Б.Б., Волкова И.О. Инновационное развитие электроэнергетики на базе концепции Smart Grid. – М.: ИАЦ Энергия, 2010. – 208 с.
58. Контроль потребления электроэнергии с учетом ее качества / Кол-в авторов Гриб О.Г., Васильчиков В.И., Громадский Ю.С. и др. Под ред. О.Г. Гриба. – Харьков: ХНУРЕ, 2010. – 300 с.
59. Короткевич М. А. Оценка значения индекса надежности энергосистем / М. А. Короткевич // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики: сборник научных статей . – Вып. 66. – Минск, БНТУ, 2015, С. 54-59.
60. Кудрин Б.И. Электроснабжение промышленных предприятий. Москва, «Интермет Инжиниринг», 2005. – 140 с.
61. Кузнецов В.Г., Куренный Э.Г., Лютый А.П. Электромагнитная совместимость. Несимметрия и несинусоидальность. Донецк: изд-во Норд-Пресс, 2005.
62. Курбацкий В.Г. Исследование качества электрической энергии в протяженных системах тягового электроснабжения // Улучшение качества и снижение потерь электрической энергии в системах электроснабжения железных дорог. – Омск, 1991. – С. 75-81.
63. Мамошин Р.Р. Повышение качества энергии на тяговых подстанциях дорог переменного тока. – М.: «Гранспорт», 1973. – 170 с.
64. Маркович И.М. Режимы энергетических систем. – М.: Энергия, 1969. – 351 с.
65. Маркушевич Н.С. Автоматизированное управление режимами электросетей 6-20 кВ / Н.С. Маркушевич. – М.: Энергия, 1980. – 208 с.
66. Маркушевич Н.С. Регулирование напряжения и экономия электроэнергии / Н.С. Маркушевич. – М.: Энергоатомиздат, 1984. – 104 с.

67. Межгосударственный стандарт ГОСТ 32144-2013. «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах снабжения общего назначения».
68. Межгосударственный стандарт ГОСТ 32145-2013. «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах снабжения общего назначения».
69. Межгосударственный стандарт ГОСТ 30804.4.7-2013. «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Общее руководство по средствам измерений и измерениям гармоник и интергармоник для систем электроснабжения и подключаемых к ним технических средств».
70. Михайлов В.В. Надежность электроснабжения промышленных предприятий / В.В. Михайлов. – Москва : Энергия, 1973. – 168 с.
71. Михайлов В.В. Тарифы и режимы электропотребления. – М.: Энергоатомиздат, 1985.-216 с.
72. Можяева С.В. Экономика энергетического производства. – СПб: Изд-во «Лань», 2003. – 240 с.
73. Надежность систем энергоснабжения / В.В. Зорин, В.В. Тисленко, Ф. Кеппель, Г.Адлер. – К.: Вища шк. Голов. изд-во, 1984. – 192 с.
74. Непомнящий В.А. Надежность оборудования энергосистем. – М.: журнал «Электроэнергия. Передача и распределение», 2013. – 196 с., ил.
75. Непомнящий В.А. Экономические потери от нарушения электроснабжения потребителей. – М.: Издательский дом МЭИ, 2010. – 188 с.
78. Овчаренко А.С. Техничко-экономическая эффективность систем электроснабжения промышленных предприятий / А.С. Овчаренко, М.Л. Рабинович. – Киев: Техника, 1977. – 171 с.
79. Оптимизация режимов энергетических систем / В.М. Синьков и др. под ред В.М. Синькова. – Изд-во Вища школа, 1978. – 280 с.
80. Півняк Г.Г., Шидловський А.К., Кігель Г.А., Рибалко А.Я., Хованська О.І. Особливі режими електричних мереж. – Дніпропетровськ: НГА України, 2004. – 375 с.
81. Пивняк Г.Г., Жежеленко И.В., Папаика Ю.А., Лысенко О.И. Интергармоник в системах электроснабжения – Научный словарь НГУ, 2017 – №6.
82. Пивняк Г.Г. Расчеты показателей электромагнитной совместимости: учеб. Пособие / Пивняк Г.Г., Жежеленко И.В., Папаика Ю.А.; М-во образования и науки Украины, Нац. горн. ун-т. – Д.: НГУ, 2014. – 113 с.
83. Постников И.М. Проектирование электрических машин / И.М. Постников. – Киев: Гос. Изд-во техн. литературы УССР, 1960. – 910 с.
84. Правила устройства электроустановок (ПУЭ). – 7-е изд. М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2003.
86. Расчеты электрических нагрузок систем электроснабжения промышленных предприятий / А.К. Шидловский, Г.Я. Вагин, Э.Г. Куренный – М.: Энергоатомиздат, 1992. – 224 с.
87. Руденко Ю.Н., Ушаков И.А. Надежность систем энергетики. – М.: Наука, 1986. – 252 с.

91. Солдаткина Л.А. Электрические сети и системы/ Л.А. Солдаткина. – М.: Энергия, 1972. – 272 с.
93. Справочник по проектированию электроэнергетических систем / Под ред. С.С. Рокотяна и И.М. Шапиро. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 352 с.
94. Трофимов Г.Г. Качество электроэнергии и его влияние на работу промышленных предприятий. – Алма-Ата: КазНИИТИ, 1986. – 76 с.
95. Трофимов Г.Г. Качество электроэнергии и энергоэффективность / Г.Г. Трофимов, И.В. Жежеленко // Сборник трудов Всемирного конгресса инженеров и ученых WSEC-2017. Астана, 2017. – с 1-7.
96. Трунова И.М. Анализ внедрения стандартов качества предоставляемых услуг в электроэнергетике / И.М. Трунова // Электрические системы и сети. – 2017. - №2. – с.41-43.
97. Ушаповський К.В. Прогнози розвитку електроенергетики України: оцінка надійності та достовірності / К.В. Ушаповський // Енергосбереження. Енергетика. Енергоаудит. – 2015. - №7. С. 14-23.
98. Фокин Ю.А. Вероятностно-статические методы в расчетах систем электроснабжения / Ю.А. Фокин. – М. : Энергопромиздат, 1985. – 409 с.
100. Чукреев Ю.Я. Сравнительный анализ отечественных и зарубежных вероятностных показателей балансовой надежности электроэнергетических систем // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики: Вып.63. – Баку: АзНИИиПИИЭ, 2013. – С. 336-345.
101. Шидловский А.К., Кузнецов В.Г. Повышение качества энергии в электрических сетях. – Киев: Наук. думка, 1985. – 268 с.
102. Шидловский А.К., Кузнецов В.Г., Николаенко В.Г. Экономическая оценка последствий снижения качества электроснабжения. Киев: ИЭД АН УССР. 1981.-180с.
103. Электрические системы. Т. 5. Кибернетика электрических систем / Ю.Н. Астахов, В.А. Веников, Ю.М. Горский ; ред. В.А. Веников. – М. : Высш шк., 1974. -328 с.
104. Электромагнитная совместимость потребителей: моногр./И.В. Жежеленко, А.К. Шидловский, Г.Г. Пивняк, Ю.С. Саенко, Н.А. Нойбергер. – М.: Машиностроение, 2012. – 351 с.
105. Эффективные режимы работы электротехнологических установок / И.В. Жежеленко, В.М. Божко, Г.Я. Вагин и др. – К.: Техника, 1987.
106. Юхновский І.Р. Про перебудову структури виробництва в Україні (енергетика) // Голос України – 29.09.1992 р. - № 184 (434).

Таблиця значень функції $\Phi(x) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \int_0^x e^{-\frac{z^2}{2}} dz$

x	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
0,0	0,00000	00399	00798	001197	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	10624	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	24875	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	41446	41621	41774
1,4	41924	42073	42220	42364	42507	42647	42786	42922	43065	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									

Питомі збитки споживачів через тривалий дефіцит електроенергії

Галузь економіки	Питомі збитки		
	дол./кВт*год	руб./кВт*год	грн./кВт*год
Видобуток вугілля	0,552	16,55	4,14
Видобуток нафти	1,347	40,42	10,11
Переробка нафти	1,249	37,47	9,37
Металургія, гірничорудна промисловість та елект- роємні вииробництва	0,269	8,06	2,02
Хімія та нафтохімія	0,06-0,102	1,84-3,06	0,46-0,77
Промисловість буді- вельних матеріалів та цементне виробництво	1,543	15,66	3,92
Деревообробна та целю- лозо-паперова промис- ловість	1,189	35,66	8,92
Легка та текстильна промисловість	0,302	9,05	2,26
Харчова промисловість	2,715	81,45	20,36
Інші галузі промисло- вості	0,021-0,026	0,63-0,79	0,16-0,20
Будівництво	4,112	123,36	12,93
Транспорт	1,651	49,54	12,93
Сільське господарство	0,633	18,98	4,75

Для більших значень аргументу $\Gamma(x)$ вирішується за допомогою формули

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

Зразок

$$\Gamma(4,7) = 3,7 \times 2,7 \times 1,7 \times 0,9086 = 15,43,$$

якщо $x < 1$ та $x \neq 0, -1, -2, \dots$, то $\Gamma(x) = \frac{\Gamma(x+1)}{x} = \frac{\Gamma(x+2)}{x+1} = \dots$

Зразок

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

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

x	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1,00	1,000	0,9994	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	9865	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	9689	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	9657	9654	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

x	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
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	6058	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
5	8912	8911	8910	8909	8908	8907	8906	8905	8904	8903
6	8902	8901	8900	8999	8998	8997	8997	8996	8995	8994
7	8993	8992	8992	8991	8990	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	8890	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

x	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
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	893	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	5926	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	912	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	9071	9018	9020	9021	9023	9025	9026	9028	9030	9031
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	9666
2	9668	9371	9374	9377	9680	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
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

Одиничні показники надійності трансформаторів

Номинальна потужність, МВА	Номинальна напруга, кВ	Середня частота відмов ω , 1/рік	Середній час відновлення \bar{t}_g , год	Середня частота поточних ремонтів $\omega_{пл}^{тек}$, 1/рік	Середня тривалість поточного ремонту, год	Середня частота капітальних ремонтів $\omega_{пл}^{кан}$, 1/рік	Середня тривалість капітального ремонту, год
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 та нижче	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
Більше 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* 0,050**	220	1,0	50	0,166	400
	1150***	0,030	250	1,0	70	0,166	400

* - для однофазних трансформаторів

** - для трифазних трансформаторів

*** - експертна оцінка

Одиничні показники надійності вимикачів

Вид вимикачів	Номінальна напруга, кВ	Тип	ω , 1/рік	\bar{t}_g , ГОД	$\alpha_{оп}$, В.О.	$\alpha_{кз}$, В.О.	$\omega_{пл}^{кап}$, 1/рік	Тривалість ремонту, год	$\omega_{пл}^{тек}$, 1/рік	Середня тривалість поточного ремонту, год
Авто- мати- чні	До 1		0,02/ 0,03	4			0,33	10	0,67	8
Електро- магнітні	6 10	ВЕМ-6 ВЕМ-10 ВЕ-10	0,01/ 0,01	11	0,002	0,027	0,2	24	0,8	16
Маломасляні	10	ВМП- 10	0,003/ 0,007	20	0,003	0,005	0,14	8	0,86	8
		Інші	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
Масляні бакові	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

Вид вимикачів	Номінальна напруга, кВ	Тип	ω , 1/рік	\bar{t}_g , год	$\alpha_{оп}$, в.о.	$\alpha_{кз}$, в.о.	$\omega_{пл}^{кап}$, 1/рік	Тривалість ремонту, год	$\omega_{пл}^{тек}$, 1/рік	Середня тривалість поточного ремонту, год
Пові- тряні	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
		Інші	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
		Інші	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
		Інші	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	

* – показники наведено без урахування відмов вимикачів ВНВ

** – експертна оцінка

$\alpha_{оп}$ – відношення кількості відмов вимикачів при виконанні комутаційних операцій, в тому числі відключень КЗ, до загальної кількості операцій (в розрахунку на один апарат)

$\alpha_{кз}$ – відношення кількості відмов вимикачів при відключенні КЗ до кількості відключених КЗ.

Вираження для оцінки збитку, обумовленого додатковими втратами потужності та скороченням терміну служби ізоляції електрообладнання при несиметрії напруги в електричній мережі, грн./рік

Вид електрообладнання	Збиток при $\beta = 0,01$ грн/кВт·год та роботі протягом T тис. год/рік, грн/рік	Щорічний збиток при $\beta = 0,01$ грн/кВт·год та $\alpha_U = 2\%$, грн/рік
Асинхронні електродвигуни $U_{ном} = 6 \div 10$ кВт, $P_{ном} \geq 100$ кВт	$(600T^{(a.\delta)}\Delta P_{м.н} + 10K^{(a.\delta)})\alpha_U^2$	40 – 120
Синхронні електродвигуни $U_{ном} = 6 \div 10$ кВт, $P_{ном} = 1000 \div 5000$ кВт	$(790T^{(c.\delta)}\Delta P_{м.н} + 16K^{(c.\delta)})\alpha_U^2$	200 – 750
Трансформатори зв'язку з енергосистемою:		
а) $U_{ном} = 35 / 6 \div 10$ кВ	$(700T^{(m.\delta)}\Delta P_{м.н} + 7,5K^{(m.\delta)})\alpha_U^2$	40 – 800
б) $U_{ном} = 110 \div 220 / 6 \div 10$ кВ	$(510T^{(m.\delta)}\Delta P_{м.н} + 5,5K^{(m.\delta)})\alpha_U^2$	400 – 1100
в) $U_{ном} = 110 \div 220 / 6 \div 10 / 6 \div 10$ кВ	$(390T^{(m.\delta)}\Delta P_{м.н} + 4,2K^{(m.\delta)})\alpha_U^2$	150 – 1200
Цехові трансформатори $U_{ном} = 6 \div 10 / 0,4$ кВ:		
а) $S_{ном} < 630$ кВ·А	$(65T^{(y.m)}\Delta P_{м.н} + K^{(y.m)})\alpha_U^2$	5 – 8
б) $S_{ном} \geq 630$ кВ·А	$(62T^{(y.m)}\Delta P_{м.н} + 0,9K^{(y.m)})\alpha_U^2$	10 – 50
Трансформатори вентильних перетворювачів $U_{ном} = 6 \div 10$ кВт, $S_{ном} \geq 630$ кВ·А	$(6T^{(m.n)}\Delta P_{м.н} + 0,9K^{(m.n)})\alpha_U^2$	5 – 12
Силові кабелі $U_{ном} = 6 \div 10$ кВт при протяжності L_k , км	$0,2L_k K_0^{(k)}\alpha_U^2$	2,5 – 9

Вираз для оцінки збитку, обумовленого додатковими втратами потужності і скороченням терміну служби ізоляції електрообладнання при несинусоїдній напрузі в електричній мережі, грн/рік

Види електрообладнання	Щорічний збиток $Y_n^{(\Delta P)}$, грн/рік
<p>Асинхронні електродвигуни</p> <p>а) $P_{ном} \leq 10$ кВт</p> <p>б) $10 \leq P_{ном} \leq 100$ кВт</p> <p>в) $P_{ном} > 100$ кВт</p>	$\left(490T^{(a.d)}\Delta P_{м.н}^{(a.d)} + 15K^{(a.d)}\right) \sum_{n=2} U_{n^*}^2 * \Delta n$ $\left(250T^{(a.d)}\Delta P_{м.н}^{(a.d)} + 8K^{(a.d)}\right) \sum_{n=2} U_{n^*}^2 * \Delta n$ $\left(250T^{(a.d)}\Delta P_{м.н}^{(a.d)} + 4K^{(a.d)}\right) \sum_{n=2} U_{n^*}^2 * \Delta n$
<p>Синхронні електродвигуни</p> <p>а) $P_{ном} \leq 100$ кВт</p> <p>б) $P_{ном} > 100$ кВт</p>	$\left(410T^{(c.d)}\Delta P_{м.н}^{(c.d)} + 12K^{(c.d)}\right) \sum_{n=2} U_{n^*}^2 * \Delta n$ $\left(410T^{(c.d)}\Delta P_{м.н}^{(c.d)} + 6K^{(c.d)}\right) \sum_{n=2} U_{n^*}^2 * \Delta n$
<p>Трансформатори зв'язку з енергосистемою</p> <p>а) $U_{ном} = 35 / 6 - 10$ кВ</p> <p>б) $U_{ном} = 110 - 220 / 6 - 10$ кВ</p> <p>в) $U_{ном} = 110 - 220 / 6 - 10 / 6 - 10$ кВ</p>	$\left(695T^{(m.c)}\Delta P_{м.н}^{(m.c)} + 10K^{(m.c)}\right) \sum_{n=2} U_{n^*}^2 * \Delta n$ $\left(510T^{(m.c)}\Delta P_{м.н}^{(m.c)} + 7,3K^{(m.c)}\right) \sum_{n=2} U_{n^*}^2 * \Delta n$ $\left(380T^{(m.c)}\Delta P_{м.н}^{(m.c)} + 5,6K^{(m.c)}\right) \sum_{n=2} U_{n^*}^2 * \Delta n$
<p>Цехові трансформатори</p> <p>$U_{ном} = 6 - 10 / 0,4$</p> <p>а) $S_{ном} < 630$ кВ·А</p> <p>б) $S_{ном} \geq 630$ кВ·А</p>	$\left(640T^{(y.m)}\Delta P_{м.н}^{(y.m)} + 1,3K^{(y.m)}\right) \sum_{n=2} U_{n^*}^2 * \Delta n$ $\left(640T^{(y.m)}\Delta P_{м.н}^{(y.m)} + 1,2K^{(y.m)}\right) \sum_{n=2} U_{n^*}^2 * \Delta n$
<p>Силові кабелі</p> <p>$U_{ном} = 6 - 10$ кВт при протяжності L_k, км</p>	$0,1L_k K_0^{(k)} \sum_{n=2} n * U_{n^*}^2$
<p>Конденсаторні установки потужністю $Q_n^{(бк)}$</p> <p>$U_{ном} = 0,4$ кВ</p> <p>$U_{ном} = 6 - 10$ кВ</p>	$1,7Q_n^{(бк)} \sum_{n=2} n * U_{n^*}^2$ $1,1Q_n^{(бк)} \sum_{n=2} n * U_{n^*}^2$

Формули для розрахунку напруг і струмів зворотній послідовності

Згідно ГОСТ 13109-97, напруга зворотної послідовності U_2 визначається через лінійні напруги U_{AB} , U_{BC} , U_{CA} за формулою

$$U_2 = \sqrt{\frac{1}{12} \left[\left(\sqrt{3}U_{AB} - \sqrt{4U_{BC}^2 - \left(\frac{U_{BC}^2 - U_{CA}^2}{U_{AB}^2} + U_{AB} \right)^2} \right)^2 + \left(\frac{U_{BC}^2 - U_{CA}^2}{U_{AB}^2} \right)^2 \right]}.$$

З похибкою менш 1% U_2 може бути знайдено за формулою

$$U_2 = \frac{2}{3} \sqrt{(\Delta U_{BC} - \Delta U_{CA})^2 + \Delta U_{BC} \Delta U_{CA}},$$

де $\Delta U_{BC} = U_{BC} - U_{AB}$; $\Delta U_{CA} = U_{CA} - U_{AB}$.

З похибкою до 7 %

$$U_2 = 0,62(U_{н\text{бл}} - U_{н\text{мл}}),$$

де $U_{н\text{бл}}$ та $U_{н\text{мл}}$ – найбільша та найменша лінійна напруга.

Для напруги зворотної послідовності U_1 в стандарті ГОСТ 13109-97 наводиться формула

$$U_1 = \frac{1}{3}(U_{AB} + U_{BC} + U_{CA}).$$

Значення коефіцієнта зворотної послідовності напруги визначається за виразом (1.4). Основним моментом розрахунку є визначення напруги зворотної послідовності U_2 згідно виразу

$$U_2 = I_{2\Sigma} z_{2\Sigma},$$

де $I_{2\Sigma}$ – еквівалентний струм зворотної послідовності, обумовлений несиметричними навантаженнями;

$z_{2\Sigma}$ – еквівалентний опір зворотної послідовності мережі.

Струм зворотної послідовності I_2 та його початкова фаза φ_{I_2} при підключенні трьох однофазних навантажень на лінійні напруги АВ, ВС, СА

$$I_2 = \frac{\sqrt{3}}{3} \sqrt{I_{AB}^2 + I_{BC}^2 + I_{CA}^2 - I_{AB}I_{BC} - I_{BC}I_{CA} - I_{CA}I_{AB}};$$

$$\varphi_{I_2} = \arctg \frac{\sqrt{3}}{3} \frac{I_{AB} + I_{BC} - 2I_{CA}}{I_{AB} - I_{BC}} - \varphi_H .$$

При завданні повних потужностей

$$I_2 = \frac{\sqrt{3}}{3U_{ном}} \sqrt{S_{AB}^2 + S_{BC}^2 + S_{CA}^2 - S_{AB}S_{BC} - S_{BC}S_{CA} - S_{CA}S_{AB}} ;$$

$$\varphi_{I_2} = \arctg \frac{\sqrt{3}}{3} \frac{S_{AB} + S_{BC} - 2S_{CA}}{S_{AB} - S_{BC}} - \varphi_H .$$

При включенні двох однофазних навантажень на лінійні напруги АВ та ВС ці вирази можуть бути перетворені до виду

$$I_2 = \frac{\sqrt{3}}{3U_{ном}} \sqrt{S_{AB}^2 + S_{BC}^2 - S_{AB}S_{BC}} ;$$

$$\varphi_{I_2} = \arctg \frac{\sqrt{3}}{3} \frac{S_{AB} + S_{BC}}{S_{AB} - S_{BC}} - \varphi_H .$$

ВВП та втрати електроенергії в електричних мережах різних країн

Країна	Споживання електроенергії на душу населення, кВт	ВВП, долл. США	Втрати електроенергії при передачі і розподіленні, %
1	2	3	4
Австралія	10,134	46648	6
Австрія	8,513	46504	5
Азербайджан	2,093	17785	14
Албанія	2,532	10866	28
Аргентина	3,093	20025	16
Бельгія	7,967	43105	5
Білорусь	3,648	18294	11
Болгарія	4,64	18295	9
Бразилія	2,529	16232	16
Велика Британія	5,407	40474	8
Вірменія	1,87	8170	12
Греція	5,029	26006	7
Грузія	2,46	9210	8
Данія	6,04	45054	6
Еквадор	1,333	11339	13
Естонія	6,665	27991	7
Ізраїль	6,559	33526	4
Іран, Ісламська Республіка	2,899	17316	14
Італія	5,159	35141	7
Казахстан	4,892	25722	12
Канада	15,519	45049	9
Китай	3,762	13327	6
КНДР	660	1800	16
Корея, Республіка	10,428	35436	3
Латвія	3,473	23559	9
Мексика	2,057	17987	14
Молдова	1,353	5013	25
Монголія	1,909	11948	15
Нідерланди	6,821	48362	4
Німеччина	7,019	46347	4
Нова Зеландія	9,084	35417	7
Польща	3,938	25286	6
Російська Федерація	6,539	26688	10
Румунія	2,495	19827	12
Саудівська Аравія	8,741	52466	7
Словенія	6,833	29922	5
США	12,988	54502	6
Туреччина	2,745	19637	15
Угорщина	3,89	25200	12
Україна	3,6	8733	11
Фінляндія	15,51	40739	4

1	2	3	4
Франція	7,374	40704	7
Хорватія	3,754	20965	15
Чеська Республіка	6,285	30432	5
Чилі	3,879	23025	7
Швейцарія	7,807	58246	7
Швеція	13,87	46256	7
Японія	7,836	37492	5
Світ	3,104		8
Східна Азія та Тихоокеанський регіон	3,568		6
Європа та Центральна Азія	5,429		8
Латинська Америка і Карибський басейн	2,118		15
Північна Америка	13,241		6

Вираз для безперервних складових суцільного спектра для кореляційних функцій виду К.1 – К.3

$$G_H(\omega) = \frac{D_\xi \alpha}{4\pi} \sum_{n=1}^{\infty} I_{mn}^2 \left[\frac{1}{\alpha^2 + (n\omega_0 + \omega)^2} + \frac{1}{\alpha^2 + (n\omega_0 - \omega)^2} \right];$$

$$G_H(\omega) = \frac{D_\xi \alpha}{8\pi} \sum_{n=1}^{\infty} I_{mn}^2 \left[\frac{1}{\alpha^2 + (n\omega_0 + \omega_1 + \omega)^2} + \frac{1}{\alpha^2 + (n\omega_0 + \omega_1 - \omega)^2} + \frac{1}{\alpha^2 + (n\omega_0 - \omega_1 + \omega)^2} + \frac{1}{\alpha^2 + (n\omega_0 - \omega_1 - \omega)^2} \right]$$

$$G_H(\omega) = \frac{D_\xi \alpha}{8\pi\omega_1} \sum_{n=1}^{\infty} I_{mn}^2 \left[\frac{n\omega_0 + 2\omega_1 + \omega}{\alpha^2 + (n\omega_0 + \omega_1 + \omega)^2} + \frac{n\omega_0 + 2\omega_1 - \omega}{\alpha^2 + (n\omega_0 + \omega_1 - \omega)^2} + \frac{n\omega_0 - 2\omega_1 + \omega}{\alpha^2 + (n\omega_0 - \omega_1 + \omega)^2} + \frac{n\omega_0 - 2\omega_1 - \omega}{\alpha^2 + (n\omega_0 - \omega_1 - \omega)^2} \right]$$

Наукове видання

Півняк Геннадій Григорович
Жежеленко Ігор Володимирович
Папайка Юрій Анатолійович

ЕНЕРГЕТИЧНА ЕФЕКТИВНІСТЬ СИСТЕМ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

Монографія

Видання друге, перероблене та доповнене

Редактор – А.В."Дибріна

Підписано до друку 25.11.18. Формат 30×42/4.
Папір офсетний. Ризографія. Ум. друк. арк. : ,2
Обл.-вид. арк. : .4. Тираж 50 пр. Зам. № .

Підготовлено до друку та видруковано
у Національному технічному університеті
«Дніпровська політехніка».
Свідоцтво про внесення до Державного реєстру
ДК № 1842 від 11.06.2004.

49025, м. Дніпро, просп. Д. Яворницького, 19.