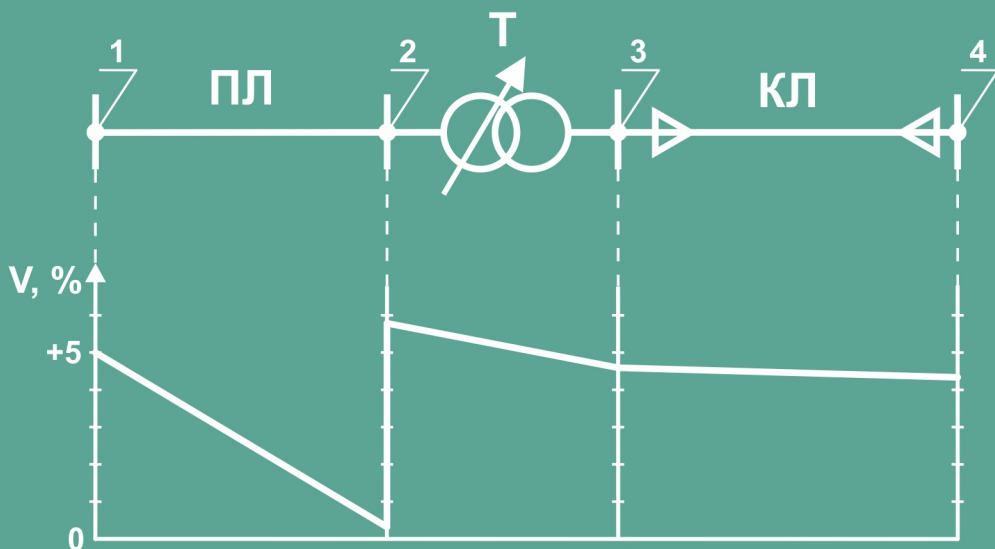


П. Г. Плешков, В. В. Зінзура, В. П. Солдатенко,
С. П. Плешков, Н. Ю. Гарасьова

АВТОМАТИЗАЦІЯ КОНТРОЛЮ ТА УПРАВЛІННЯ ЯКІСТЮ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

Підручник



**П. Г. Плешков, В. В. Зінзура, В. П. Солдатенко,
С. П. Плешков, Н. Ю. Гарасьова**

**АВТОМАТИЗАЦІЯ КОНТРОЛЮ
ТА УПРАВЛІННЯ ЯКІСТЮ
ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ**

Кропивницький
2026

А в т о р и :

- Плешков П. Г.** кандидат технічних наук, професор,
завідувач кафедри ЕТС та ЕМ ЦНТУ
- Зінзура В. В.** кандидат технічних наук, доцент
кафедри ЕТС та ЕМ ЦНТУ
- Солдатенко В. П.** кандидат технічних наук, доцент
кафедри ЕТС та ЕМ ЦНТУ
- Плешков С. П.** кандидат технічних наук, доцент
кафедри АВП ЦНТУ
- Гарасьова Н. Ю.** кандидат технічних наук, доцент
кафедри ЕТС та ЕМ ЦНТУ

Р е ц е н з е н т и :

Сінчук О.М., доктор технічних наук, професор, завідувач кафедри електричної інженерії Криворізького національного університету, академік АГН України;

Мацуї А.М., доктор технічних наук, професор, доцент кафедри автоматизації виробничих процесів Центральноукраїнського національного технічного університету.

А 18 Автоматизація контролю та управління якістю електроенергії: підручник / Плешков П. Г., Зінзура В. В., Солдатенко В. П., Плешков С. П., Гарасьова Н. Ю.; під редакцією Заслуженого працівника освіти України, кандидата технічних наук, професора Плешкова П. Г. – М-во освіти і науки України, Центральноукраїнський національний технічний університет. – Кропивницький : ЦНТУ, 2026.– 252 с.
ISBN 978-617-95491-7-5

Підручник присвячено питанням забезпечення та оцінювання якості електричної енергії в сучасних електроенергетичних системах. Розглянуто фізичну природу показників якості, методи їх вимірювання, аналізу та нормування згідно з чинними стандартами, а також методи та технічні засоби покращення якості електроенергії.

Підручник призначений для студентів електротехнічних спеціальностей, аспірантів та інженерів-практиків.

УДК 621.316

ЗМІСТ

ПЕРЕДМОВА	6
Розділ 1. НОРМУВАННЯ ЯКОСТІ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ	9
1.1. Нормування якості електроенергії згідно ДСТУ EN 50160:2023	9
1.1.1. Характеристики якості електроенергії в мережах низької напруги.....	9
1.1.2. Характеристики якості електроенергії в мережах середньої напруги	14
1.1.3. Характеристики якості електроенергії в мережах високої напруги.....	15
1.2. Нормування, розрахунок та вимірювання показників якості електроенергії.....	16
1.2.1. Відхилення напруги	17
1.2.2. Коливання напруги.....	19
1.2.3. Несинусоїдальність напруги	24
1.2.4. Несиметрія напруг.....	28
1.2.5. Відхилення частоти.....	32
1.2.6. Провал напруги.....	33
1.2.7. Імпульс напруги.....	35
1.2.8. Тимчасова перенапруга.....	37
Контрольні запитання	39
Розділ 2. ВІДХИЛЕННЯ НАПРУГИ	40
2.1. Загальні відомості про відхилення напруги.....	40
2.2. Регулювання напруги в СЕП.....	41
2.2.1. Види регулювання напруги в СЕП	42
2.2.2. Регулювання напруги за рахунок зміни опору електричної мережі	43
2.2.3. Регулювання напруги за рахунок компенсації реактивної потужності.....	46
2.2.4. Регулювання напруги за рахунок зміни коефіцієнта трансформації силового трансформатора...47	
2.2.5. Методи та технічні засоби автоматичного регулювання напруги в СЕП.....	55
2.3. Методика розрахунку відхилень напруги в СЕП	61
2.4. Приклад розрахунку відхилень напруги в СЕП	67

Контрольні запитання	73
Розділ 3. КОЛИВАННЯ НАПРУГИ	75
3.1. Загальні відомості про коливання напруги в СЕП	75
3.2. Методи та технічні засоби зниження коливань напруги	80
3.2.1. Розділення навантажень	80
3.2.2. Застосування STATCOM для зниження коливань напруги	84
3.3. Розрахунок коливань напруги	85
3.3.1. Розрахунок розмаху зміни напруги	86
3.3.2. Визначення дози флікера	89
3.4. Приклади розрахунку коливань напруги в СЕП	98
Контрольні запитання	100
Розділ 4. НЕСИМЕТРІЯ НАПРУГ	102
4.1. Загальна характеристика несиметричних режимів СЕП	102
4.2. Технічні засоби симетрування напруг в СЕП	107
4.3. Засоби автоматичного керування несиметричними режимами СЕП	116
4.4. Методика розрахунку несиметрії напруг в СЕП	123
4.5. Методика розрахунку параметрів симетрувальних пристроїв	128
4.6. Приклади розрахунку несиметрії напруг в СЕП	132
Контрольні запитання	137
Розділ 5. НЕСИНУСОЇДАЛЬНІСТЬ НАПРУГИ	138
5.1. Причини спотворення синусоїдальності кривих струму та напруги в СЕП	138
5.1.1. Вентильні перетворювачі	139
5.1.2. Імпульсні блоки живлення	143
5.1.3. Дюгові сталеплавильні печі	145
5.1.4. Газорозрядні лампи	146
5.1.5. Зварювальні випрямлячі	146
5.2. Технічні засоби зниження рівнів вищих гармонік напруги та струму в СЕП	147
5.2.1. Загороджувальні фільтри	147
5.2.2. Фільтрокомпенсуючі пристрої	150
5.2.3. Ширококутні та складні фільтри	155
5.2.4. Активні фільтри	160
5.2.5. Гібридні фільтри	171

5.3. Графоаналітичний метод спектрального аналізу осцилограм напруги	177
5.4. Методика розрахунку показників несинусоїдальності напруги в СЕП	181
5.5. Приклади розрахунку несинусоїдальності напруги в СЕП....	184
Контрольні запитання	198
Розділ 6. ЕКОНОМІЧНІ ЗБИТКИ ВІД НЕЯКІСНОЇ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ	199
6.1. Негативний вплив зниження якості електроенергії на роботу електроприймачів	199
6.1.1. Вплив відхилень та коливань напруги	199
6.1.2. Вплив несиметрії напруги	202
6.1.3. Вплив несинусоїдальності напруги	205
6.2. Розрахунок економічних збитків, спричинених відхиленням напруги	210
6.3. Розрахунок економічних збитків, спричинених коливаннями напруги	213
6.4. Розрахунок економічних збитків, спричинених несиметрією напруги	215
6.5. Розрахунок економічних збитків, спричинених несинусоїдальністю напруги	217
6.6. Приклади розрахунку економічних збитків від неякісної електроенергії	218
Контрольні запитання	224
Розділ 7. ПРИЛАДНИЙ КОНТРОЛЬ ЯКОСТІ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ	225
7.1. Моніторинг якості електроенергії	225
7.2. Приладний контроль показників якості електроенергії	227
7.2.1. Вимірювання показників якості електроенергії за допомогою приладів серії PQM-7xx	227
7.2.2. Вимірювання показників якості електроенергії за допомогою приладу Memobox 300 Smart	238
7.2.3. Вимірювання показників якості електроенергії за допомогою цифрового мультиметру DMK-32	241
Контрольні запитання	248
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ЛІТЕРАТУРНИХ ДЖЕРЕЛ	249

ПЕРЕДМОВА

Перед вами підручник, присвячений актуальній та надзвичайно важливій темі – автоматизації контролю та управління якістю електроенергії. Ідея його створення виникла під час викладання відповідної дисципліни у Центральноукраїнському національному технічному університеті, студентам кафедри електротехнічних систем та енергетичного менеджменту, коли стало очевидно, що сучасні джерела інформації часто або надто фрагментовані, або надмірно теоретизовані, і не дають цілісного розуміння проблеми та її практичного вирішення.

Метою цього видання було поєднати фундаментальні теоретичні основи з прикладними аспектами, підкріпленими реальними прикладами вимірювань, схемами, графіками та розрахунками. Особливу увагу приділено автоматизованим засобам контролю, адже саме вони сьогодні є ключовим інструментом забезпечення стабільної якості електроенергії.

Сучасний розвиток енергетики супроводжується активним впровадженням відновлюваних джерел енергії, зростанням обсягів електроспоживання, широким застосуванням силової електроніки та інтелектуальних систем управління. Усе це, з одного боку, відкриває нові можливості для підвищення ефективності енергосистем, а з іншого – висуває підвищені вимоги до якості електроенергії. Відхилення від встановлених нормативів призводять до зниження надійності електропостачання, прискореного зносу обладнання, виникнення аварійних ситуацій і суттєвих економічних збитків. Забезпечення якості електроенергії є ключовим завданням як енергопостачальних компаній, так і промислових споживачів, особливо у середовищі автоматизованих та безперервних виробничих процесів.

Проблематика якості електроенергії вимагає комплексного підходу, який включає глибоке розуміння фізичних процесів, знання нормативної бази, застосування сучасних засобів контролю та автоматизації. Метою даного підручника є систематизований виклад теоретичних основ, нормативних вимог та практичних методів автоматизованого контролю й управління якістю електроенергії. Особливу увагу приділено аналізу

інструментальних засобів і програмних рішень, що дозволяють ефективно моніторити та регулювати параметри ЯЕ, а також економічній доцільності впровадження таких заходів.

Структура підручника побудована так, щоб читач міг послідовно, від базових понять і нормативних вимог, перейти до розгляду окремих видів відхилень параметрів, а потім – до методів їх вимірювання та шляхів усунення. Окремий розділ присвячено економічній оцінці збитків від неякісної електроенергії, адже у сучасних умовах економічна мотивація часто стає вирішальним чинником впровадження заходів з поліпшення ЯЕ.

Матеріал підручника структурований у сім взаємопов'язаних розділів:

Розділ 1. Нормування якості електроенергії – розглядаються питання нормування, розрахунку та вимірювання показників якості електроенергії згідно діючих нормативних документів.

Розділ 2. Відхилення напруги – розрахунок, причини виникнення, методи вимірювання і регулювання, а також технічні засоби зменшення відхилень.

Розділ 3. Коливання напруги – характеристика коливань напруги, методика їх розрахунку а також опис методів та технічних засобів зниження їх рівнів.

Розділ 4. Несиметрія напруг – наведена загальна характеристика несиметричних режимів, розглянуті технічні засоби симетрування напруг в мережі, наведені методики розрахунку несиметрії напруг та розрахунку параметрів симетрувальних пристроїв.

Розділ 5. Несинусоїдальність напруги – описані причини спотворення синусоїдальності кривих струму та напруги в мережі, розглянуті технічні засоби зниження рівнів вищих гармонік струму та напруги в системах електропостачання, приведена методика розрахунку показників несинусоїдальності напруги.

Розділ 6. Економічні збитки від неякісної електроенергії – розкрито питання негативного впливу зниження якості електроенергії на роботу електроприймачів, наведені методики розрахунку економічних збитків, спричинених відхиленнями, коливаннями, несиметрією та несинусоїдальністю напруги.

Розділ 7. Приладний контроль якості електроенергії – наведена загальна інформація про моніторинг якості електроенергії, розглянуті питання вимірювання показників якості електроенергії за допомогою сучасних спеціалізованих приладів.

Підручник призначений для студентів технічних спеціальностей, аспірантів і викладачів, а також буде корисним інженерам-практикам, що займаються експлуатацією та модернізацією електричних мереж. Він об'єднує фундаментальні знання і практичний досвід, надаючи читачу інструменти для самостійного аналізу стану якості електроенергії, вибору оптимальних методів контролю та прийняття ефективних технічних рішень. Сподіваємось, що ця книга стане для Вас надійним помічником і стимулом для подальшого професійного розвитку.

РОЗДІЛ 1

НОРМУВАННЯ ЯКОСТІ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

Показники якості електроенергії у місцях підключення споживачів при стандартних режимах роботи повинні узгоджуватися з нормативами, встановленими в ДСТУ EN 50160:2023 «Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загальної призначеності» [1].

В даному розділі підручника розглянуті вимоги до якості електроенергії, які регламентуються зазначеним стандартом.

1.1. Нормування якості електроенергії згідно ДСТУ EN 50160:2023

В ДСТУ EN 50160:2023 встановлені характеристики якості напруги електричних мереж в залежності від класу їх номінальної напруги:

- електричні мережі низької напруги ($U_{\text{ном}} \leq 1 \text{ кВ}$);
- електричні мережі середньої напруги ($1 \text{ кВ} < U_{\text{ном}} \leq 35 \text{ кВ}$);
- електричні мережі високої напруги ($35 \text{ кВ} < U_{\text{ном}} \leq 150 \text{ кВ}$).

1.1.1. Характеристики якості електроенергії в мережах низької напруги. Номінальне значення напруги $U_{\text{ном}}$ у низьковольтних мережах загального використання становить $U_{\text{ном}} = 230 \text{ В}$ між фазним та нейтральним провідником для трифазних чотирипровідних мереж, або між фазними провідниками для трипровідних мереж.

Частота напруги. Номінальна частота напруги живлення має бути 50 Гц. При стандартних умовах експлуатації середнє значення частоти основної гармоніки напруги, визначене протягом 10-секундного інтервалу, повинно знаходитись у наступних діапазонах:

- для мереж, синхронізованих з об'єднаною енергосистемою: 50 Гц $\pm 1 \%$ (49,5 Гц...50,5 Гц) упродовж 99,5 % річного періоду, та

50 Гц +4 %/-6 % (47 Гц...52 Гц) упродовж всього часу спостереження;

- для мереж, які працюють автономно від об'єднаної енергосистеми (електрозабезпечувальних систем островного типу): 50 Гц ± 2 % (49 Гц...51 Гц) упродовж 95 % тижневого періоду, та 50 Гц ± 15 % (42,5 Гц...57,5 Гц) упродовж повного часу спостереження.

Змінення напруги електропостачання. При стандартних умовах експлуатації, окрім інтервалів, коли спостерігались відключення напруги, відхилення напруги не мають перевищувати ± 10 % від номінального значення напруги $U_{\text{ном}}$.

При стандартних умовах експлуатації впродовж кожного тижня 95 % діючих значень напруги електрозабезпечення, визначених за 10-хвилинні інтервали, повинні знаходитись у діапазоні ± 10 %. Крім того, всі діючі значення напруги електрозабезпечення, розраховані за 10-хвилинні періоди, мають перебувати в межах +10 % /-15 %.

За умов, коли електроенергію подають мережі, що працюють автономно від об'єднаної енергосистеми або обслуговують значно віддалених споживачів, відхилення напруги не мають перевищувати + 10 %/-15 % від $U_{\text{ном}}$. Споживачів електроенергії необхідно повідомляти про такі обмеження.

Стандарт встановлює термін швидкої зміни напруги – поодинокі стрибкоподібна варіація діючого значення напруги між двома рівнями, що відбуваються послідовно і характеризуються довільною, проте достатньою для фіксації, тривалістю.

Швидкі зміни напруги електрозабезпечення переважно викликані коливаннями величини навантаження в обладнанні споживачів електроенергії, комутаціями в системі або аварійними ситуаціями. Коли напруга протягом зміни перевищує межу провалу напруги та/чи межу перенапруги, такий випадок доцільніше кваліфікувати як провал напруги та/або перенапругу.

Показник флікера. Відповідно до стандарту, рівень дискомфорту від флікера визначається наступними параметрами:

- показник короткострокового флікера P_{st} , що фіксується протягом 10-хвилинного інтервалу;

- показник довгострокового флікера P_{lt} , розраховується на основі 12 величин P_{st} , послідовно зафіксованих упродовж 2-годинного періоду, за формулою:

$$P_{lt} = \sqrt[3]{\sum_{i=1}^{12} \frac{P_{sti}^3}{12}}. \quad (1.1)$$

При стандартних умовах експлуатації впродовж будь-якого тижня індикатор довгострокового флікера P_{lt} , викликаного коливаннями напруги, повинен становити не більше 1 протягом 95 % періоду вимірювання.

Небаланс напруг електропостачання. При стандартних умовах експлуатації впродовж кожного тижня 95 % діючих значень напруги оберненої послідовності (основної гармоніки), визначених за 10-хвилинні інтервали, повинні перебувати в діапазоні від 0 % до 2 % від напруги прямої послідовності (основної гармоніки).

У певних зонах електрозабезпечення, де частина устаткування споживачів підключена одно- або двофазно до мережі, асиметрія напруг у трифазних місцях приєднання користувачів може сягати до 3 %.

У стандарті представлені величини виключно для компоненти оберненої послідовності, оскільки ця складова характеризує потенційні взаємні дії приєднаного до системи обладнання.

Напруга гармонік – це змінна синусоїдальна напруга з частотою, що становить цілократне значення основної частоти напруги електрозабезпечення.

Напруги гармонік можна оцінити:

- індивідуально через відносну величину напруги конкретної гармоніки (U_h), віднесена до напруги основної компоненти U_1 (h – номер гармоніки);

- комплексно, зокрема, через сумарний коефіцієнт гармонічних спотворень СКГС (THDN), що розраховується за виразом:

$$\text{СКГС} = \sqrt{\sum_{h=2}^{40} U_h^2}. \quad (1.2)$$

При стандартних умовах експлуатації впродовж кожного тижня 95 % діючих значень напруги кожної гармоніки, визначених за 10-хвилинні інтервали, повинні не перевищувати величин, представлених у табл. 1.1.

Таблиця 1.1. Значення напруг індивідуальних гармонік до 25-го номера в місцях підключення, у відсотках від напруги основної гармоніки U_1

Гармоніки не кратні 2				Гармоніки кратні 2	
Гармоніки не кратні 3		Гармоніки кратні трьом		Порядок гармоніки, h	Відносна амплітуда напруги, %
Порядок гармоніки, h	Відносна амплітуда напруги, %	Порядок гармоніки, h	Відносна амплітуда напруги, %		
5	6,0	3	5,0	2	2,0
7	5,0	9	1,5	4	1,0
11	3,5	15	0,5	6...24	0,5
13	3,0	21	0,5		
17	2,0				
19	1,5				
23	1,5				
25	1,5				

У стандарті відсутні величини для гармонік з номером понад 25, оскільки вони зазвичай незначні та переважно непрогнозовані внаслідок резонансних ефектів.

Крім цього, СКГС напруги електрозабезпечення (враховуючи усі гармоніки до 40-ої включно) повинен не перевищувати 8 %.

Провали напруги та перенапруги. Причиною провалів напруги, як правило, є аварійні ситуації, що виникають у мережах загального використання або в обладнанні споживачів.

Перенапруги, зазвичай, викликані операціями з комутації та відключення навантаження. Обидва ці феномени – непрогнозовані та стохастичні, їх річна частота значно варіює відповідно до різновиду систем електрозабезпечення й місця моніторингу. До того ж, їх розподіл упродовж року може бути вкрай нерівномірним.

У низьковольтних мережах для чотирипровідних систем слід аналізувати напругу між фазним провідником та нейтраллю, для трипровідних систем – досліджувати напругу між фазними

провідниками, при однофазному приєднанні необхідно оцінювати напругу електрозабезпечення (між фазними провідниками або між фазним провідником та нейтраллю згідно з типом підключення користувача).

Традиційно межа виникнення провалу напруги становить 90 % від номінальної напруги, межа початку перенапруги – 110 % від номінальної напруги. Значення гістерезису зазвичай складає 2 %.

Оцінку провалів напруги необхідно здійснювати згідно з EN 61000-4-30. Спосіб аналізу провалів напруги (обробка зібраних даних) визначається метою дослідження.

Зазвичай, для низьковольтних мереж:

- коли аналізують трифазну систему, то використовують поліфазне узагальнення результатів, що включає встановлення еквівалентної події, яка характеризується однаковою тривалістю та ідентичною кінцевою напругою;

- узагальнення подій за часом, що охоплює встановлення еквівалентної події у випадку виникнення послідовності з декількох подій; спосіб, який використовують для узагальнення багаторазових подій, можна застосовувати при кінцевому опрацюванні даних, декілька рекомендованих підходів наведено в IEC/TR 61000-2-8.

Оцінку перенапруг необхідно здійснювати згідно з EN 61000-4-30. Спосіб аналізу перенапруг (обробка зібраних даних) визначається метою дослідження.

Зазвичай, для низьковольтної мережі:

- коли аналізують трифазну систему, то використовують поліфазне узагальнення результатів, що включає встановлення еквівалентної події, яка характеризується однаковою тривалістю та ідентичною діючою величиною максимальної напруги;

- узагальнення подій за часом, що охоплює встановлення еквівалентної події у разі виникнення послідовності з декількох подій; спосіб, який використовують для узагальнення багаторазових подій, можна застосовувати при кінцевому опрацюванні даних, декілька рекомендованих підходів наведено в IEC/TR 61000-2-8.

1.1.2. Характеристики якості електроенергії в мережах середньої напруги.

Змінення напруги електропостачання. При стандартних умовах експлуатації, окрім інтервалів, коли спостерігались відключення напруги, відхилення напруги не мають перевищувати $\pm 10\%$ від номінального значення напруги $U_{\text{ном}}$:

- щонайменше 99 % діючих значень напруги, визначених за 10-хвилинні інтервали, повинні бути нижче верхньої межі $+ 10\%$;

- щонайменше 99 % діючих значень напруги, визначених за 10-хвилинні інтервали, повинні бути вище нижньої межі -10% ;

- кожен показник діючого значення напруги живлення, що розраховується за десятихвилинні інтервали, повинен залишатися в діапазоні $\pm 15\%$ відносно номінального значення $U_{\text{ном}}$.

Зазначені процентні межі відхилень діють протягом семиденного циклу спостережень (що становить 1008 десятихвилинних інтервалів).

При аналізі отриманих результатів необхідно приділяти особливу увагу періодам падіння напруги. Слід виключати інформацію, пов'язану з перебоями електропостачання. У специфічних ситуаціях, де встановлені більш жорсткі обмеження, ніж $+ 10\%$ відносно $U_{\text{ном}}$, потрібно використовувати дані з меншою процентною часткою семиденного періоду (а саме 95 %).

Провали напруги та перенапруги. Визначення провалів напруги та перенапруг необхідно здійснювати згідно з вимогами стандарту EN 61000-4-30. Спосіб дослідження провалів напруги та перенапруг (обробка зафіксованих показників) визначається метою проведеного аналізу.

Зазвичай, для мереж середньої напруги застосовують:

- поліфазне узагальнення отриманих даних, включаючи встановлення рівнозначної події, що відзначається ідентичною протяжністю та ідентичною кінцевою напругою;

- узагальнення явищ за часовою шкалою, що включає встановлення рівнозначного випадку при виникненні серії з декількох явищ; підхід, який використовують для систематизації повторюваних явищ, може застосовуватись при фінальній обробці інформації, низку запропонованих принципів викладено у документі IEC/TR 61000-2-8.

Норми стандарту щодо частотних характеристик напруги, коефіцієнта флікера, асиметрії напруг живлення та гармонічних

напруг для систем середнього класу напруги відповідають аналогічним вимогам для електромереж низького рівня напруги.

1.1.3. Характеристики якості електроенергії в мережах високої напруги.

Змінення напруги електропостачання. Оскільки число споживачів, що отримують електропостачання напряму від високовольтних систем, є незначним і, як правило, працюють за персональними угодами, стандарт не містить регламентованих меж коливань напруги живлення. Слід керуватися чинними нормативами для відповідної групи обладнання.

Напруга гармонік. При стандартних експлуатаційних умовах впродовж кожного семиденного циклу 95 % діючих значень напруги всіх гармонік, розрахованих за десятихвилинні інтервали, повинні не перевищувати величини, представлені у таблиці 1.2.

Таблиця 1.2. Значення напруг індивідуальних гармонік до 25-го номера в місцях підключення, у відсотках від напруги основної гармоніки U_1

Гармоніки не кратні 2				Гармоніки кратні 2	
Гармоніки не кратні 3		Гармоніки кратні трьом			
Порядок гармоніки, h	Відносна амплітуда напруги, %	Порядок гармоніки, h	Відносна амплітуда напруги, %	Порядок гармоніки, h	Відносна амплітуда напруги, %
5	5,0	3	3,0	2	1,9
7	4,0	9	1,3	4	1,0
11	3,0	15	0,5	6...24	0,5
13	2,5	21	0,5		
17	*				
19	*				
23	*				
25	*				

СКГС напруги живлення (включаючи гармоніки до 40-ї включно) не повинен перевищувати 8 %.

Вимоги стандарту до частоти напруги, показника флікера, небалансу напруг електропостачання, провалів напруг та перенапруг для мереж високої напруги ті ж самі, що і для електричних мереж середньої напруги.

1.2. Нормування, розрахунок та вимірювання показників якості електроенергії

Чинними нормами встановлено такі показники якості електричної енергії [3, 4]:

- усталене значення відхилення напруги δU_y ;
- розмах зміни напруги δU_i ;
- доза флікера P_i ;
- коефіцієнт спотворення синусоїдальності кривої напруги K_U ;
- коефіцієнт n -ї гармонічної складової напруги $K_{U(n)}$;
- коефіцієнт несиметрії напруг за зворотною послідовністю K_{2U} ;
- коефіцієнт несиметрії напруг за нульовою послідовністю K_{0U} ;
- відхилення частоти Δf ;
- тривалість провалу напруги Δt_n ;
- імпульсна напруга $U_{\text{імп}}$;
- коефіцієнт тимчасової перенапруги $K_{\text{пер}U}$.

При встановленні величин окремих показників якості електропостачання застосовують наступні допоміжні параметри електричної енергії:

- частоту повторення змін напруги $F_{\delta U_i}$;
- інтервал між змінами напруги $\Delta t_{i,i+1}$;
- глибину провалу напруги δU_n ;
- частоту появи провалів напруги F_n ;
- тривалість імпульсу з рівнем 0,5 від його амплітуди $\Delta t_{\text{імп}0,5}$;
- тривалість тимчасової перенапруги $\Delta t_{\text{пер}U}$.

Розрізняють два види показників якості електроенергії (ПЯЕ): нормально і гранично допустимі.

Визначення відповідності показників якості електроенергії встановленим нормативам проводять протягом розрахункового інтервалу, що становить 24 год, за виключенням тривалості провалу напруги Δt_n , імпульсу напруги $U_{\text{імп}}$ та коефіцієнта тимчасової перенапруги $K_{\text{пер}U}$.

1.2.1. Відхилення напруги. Відхилення напруги (рис. 1.1) визначається показником усталеного відхилення напруги δU_y , для якого регламентовані наступні нормативи:

- нормально та гранично допустимі величини усталеного відхилення напруги δU_y на затискачах електроспоживачів становлять відповідно $\pm 5\%$ та $\pm 10\%$ від номінального значення напруги електромережі;

- нормально та гранично допустимі величини напруги у місцях спільного підключення споживачів електроенергії до електромереж напругою 0,38 кВ та вище мають встановлюватися в угодах щодо споживання електроенергії з урахуванням потреби дотримання стандартних вимог на клеммах електроспоживачів.

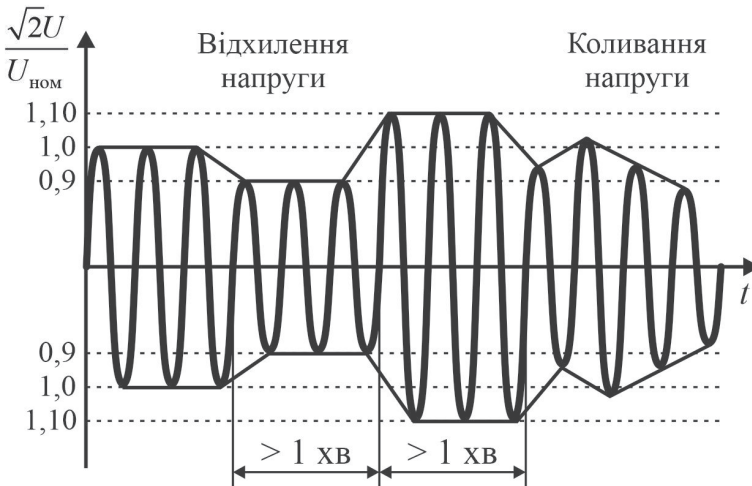


Рис. 1.1. Відхилення та коливання напруги

Вимірювання усталеного відхилення напруги δU_y здійснюють таким способом.

Для кожного i -го спостереження протягом добового періоду реєструють величину напруги, яку в однофазних електромережах встановлюють як ефективне значення напруги основної частоти $U_{(1)i}$ у В, кВ, без врахування вищих гармонік напруги, а в трифазних електромережах – як ефективне значення кожної лінійної (фазної) напруги основної частоти $U_{(1)i}$, а також як

ефективне значення напруги прямої послідовності основної частоти $U_{1(1)i}$, що розраховується за формулою:

$$U_{1(1)i} = \sqrt{\frac{1}{12} \left[\left(\sqrt{3}U_{AB(1)i} + \sqrt{4U_{BC(1)i}^2 - \left(\frac{U_{BC(1)i}^2 - U_{CA(1)i}^2}{U_{AB(1)i}} + U_{AB(1)i}^2 \right)^2} \right)^2 + \left(\frac{U_{BC(1)i}^2 - U_{CA(1)i}^2}{U_{AB(1)i}} \right)^2 \right]}, \quad (1.3)$$

де $U_{AB(1)i}$, $U_{BC(1)i}$, $U_{CA(1)i}$ – ефективне значення лінійних напруг основної частоти у i -му вимірюванні, В, кВ.

При здійсненні розрахунку усталеного значення відхилення напруги дозволяється:

1. Розраховувати величину $U_{1(1)i}$ згідно методу симетричних складових або по наближеній формулі:

$$U_{1(1)i} = \frac{1}{3} (U_{AB(1)i} + U_{BC(1)i} + U_{CA(1)i}). \quad (1.4)$$

Відносна похибка розрахунку величин $U_{1(1)i}$ із застосуванням формули (1.4) замість формули (1.3) не перебільшує 0,1 % при коефіцієнті асиметрії напруг за зворотною послідовністю, що не перебільшує 6 %.

2. Вимірювати в однофазних і трифазних електромережах замість ефективних значень фазних та лінійних напруг основної частоти ефективні значення відповідних напруг із врахуванням гармонічних компонентів цих напруг при коефіцієнті спотворення синусоїдальності напруги, що не перебільшує 5 %.

Величину середньої напруги U_y в В, кВ розраховують як результат усереднення N вимірювань напруги $U_{(1)i}$ або $U_{1(1)i}$ за часовий проміжок 1 хв. згідно з формулою:

$$U_y = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N U_i^2}{N}}, \quad (1.5)$$

де U_i – величина напруги $U_{(1)i}$ або $U_{1(1)i}$ у i -му вимірюванні, В.

Кількість вимірювань протягом 1 хв. має становити не менше 18 шт.

Величину усталеного відхилення напруги δU_y розраховують згідно з формулою:

$$\delta U_y = \frac{U_y - U_{\text{НОМ}}}{U_{\text{НОМ}}} \cdot 100, \quad (1.6)$$

де $U_{\text{НОМ}}$ – номінальна лінійна (фазна) напруга, В, кВ.

Якість електроенергії за сталим відхиленням напруги у місці спільного підключення до електромережі вважають такою, що задовольняє вимоги чинних норм, якщо всі зареєстровані щохвилинно впродовж добового періоду величини усталеного відхилення напруги перебувають у діапазоні, обмеженому гранично допустимими значеннями, а не менше ніж 95 % зафіксованих за цей же часовий проміжок величин усталеного відхилення напруги перебувають у діапазоні, обмеженому нормально допустимими значеннями.

1.2.2. Коливання напруги. Коливання напруги (рис. 1.1) визначаються наступними параметрами:

- розмахом зміни напруги δU_i ;
- короткочасною та тривалою дозами флікера P_t .

Флікер – це індивідуальне сприйняття людиною змін світлового випромінювання штучних світлових джерел, що зумовлені флуктуаціями напруги в електромережі живлення цих джерел.

Норми даних параметрів регламентовані таким чином.

Гранично допустимі величини розмаху варіації напруги δU_i , у місцях спільного підключення до електромереж для флуктуацій напруги, огинаюча яких має форму меандру (рис. 1.2 а), залежно

від частоти повторення варіацій напруги ($F_{\delta U_t}$) або проміжку між варіаціями напруги ($\Delta t_{i,i+1}$), відповідають величинам, що встановлюють за кривою 1 на рис. 1.3.

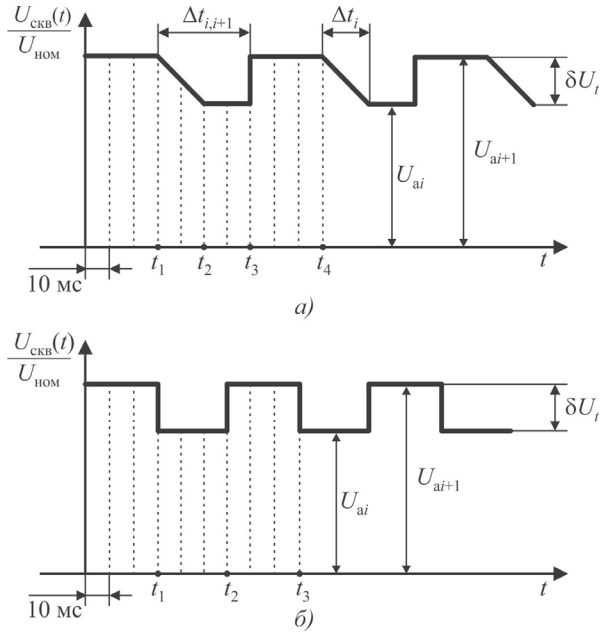


Рис. 1.2. Коливання напруги:
 а – довільна форма; б – огибаюча у формі меандру

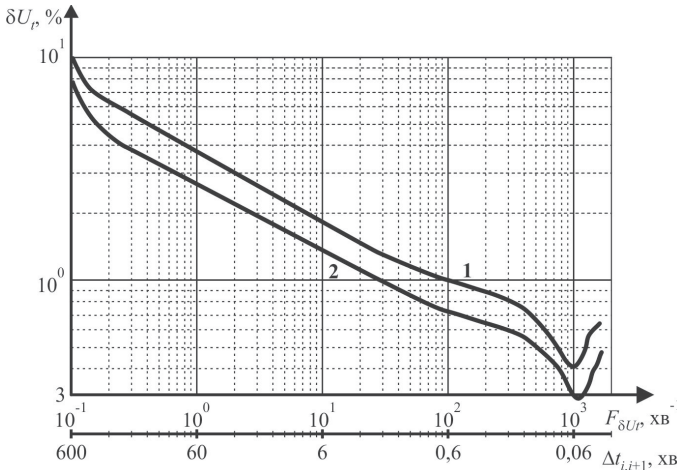


Рис. 1.3. Гранично допустимі величини розмаху варіації напруги залежно від частоти повторення варіації напруги за хвилину для флуктуацій напруги

Для споживачів електроенергії з лампами розжарювання у приміщеннях, де потрібне підвищене зорове навантаження, припустимі величини розмаху зміни напруги відповідають величинам, що встановлюються за кривою 2 на рис. 1.3.

Гранично допустима величина суми усталеного відхилення напруги (δU_y) та розмаху зміни напруги (δU_t) у місцях підключення до електромереж напругою 0,38 кВ становить $\pm 10\%$ від номінального значення напруги.

Гранично допустима величина для короткострокової дози флікера (P_{St}) при коливаннях напруги з формою, що відмінна від меандру (рис. 1.2 б), становить 1,38, а для тривалої дози флікера (P_{Lt}) для аналогічних коливань становить 1,0.

Короткострокову дозу флікера встановлюють за часовий проміжок спостереження, що становить 10 хв. Тривалу дозу флікера встановлюють за часовий інтервал, який відповідає 2 год.

Гранично допустимі величини для короткострокової дози флікера (P_{St}) у місцях спільного підключення споживачів з лампами розжарювання у приміщеннях, де потрібне підвищене

зорове навантаження для флуктуацій напруги з формою, що відмінна від меандру, становлять 1,0, а для тривалої дози флікера (P_{Li}) в аналогічних місцях – 0,74.

Числове значення дози флікера встановлюють за допомогою спеціального пристрою – флікерметра.

Обчислення та реєстрація флуктуацій напруги проводиться в такий спосіб.

Розмах варіації напруги δU_t обчислюють згідно з рис. 1.2 за формулою:

$$\delta U_t = \frac{|U_i - U_{i+1}|}{U_{\text{НОМ}}} \cdot 100, \quad (1.7)$$

де U_i, U_{i+1} – величини двох суміжних екстремальних точок чи екстремуму та горизонтального сегмента огинаючої кривої середньоквадратичних величин напруги основної частоти, що встановлюються для кожного півперіоду, В, кВ.

При умові, що коефіцієнт викривлення синусоїдальної форми напруги залишається в межах 5 %, дозволяється обчислювати амплітуду коливання напруги δU_t відповідно до формули:

$$\delta U_t = \frac{|U_{ai} - U_{ai+1}|}{\sqrt{2}U_{\text{НОМ}}} \cdot 100, \quad (1.8)$$

де U_{ai}, U_{ai+1} – величини двох суміжних екстремальних точок чи екстремуму та горизонтального сегмента огинаючої кривої амплітудних величин напруги для кожного півперіоду основної частоти, В, кВ.

Частоту повторів зміни значень напруги $F_{\delta U_t}$, с^{-1} , хв^{-1} , для періодичних коливань визначають за формулою:

$$F_{\delta U_t} = \frac{m}{t}, \quad (1.9)$$

де m - число замірів напруги протягом часового проміжку T ;

T – часовий інтервал виконання вимірювань, який становить 10 хв.

Проміжок часу між змінами значень напруги $\Delta t_{i,i+1}$:

$$\Delta t_{i,i+1} = t_{i,i+1} - t_i, \quad (1.10)$$

де $t_i, t_{i,i+1}$ – початкові моменти часу послідовних змін значень напруги, с, хв.

При умові, що часовий проміжок між завершенням однієї зміни напруги та початком наступної становить менше 30 мс, такі зміни розцінюють як єдину.

Якість електричної енергії у точці спільного під'єднання вважається такою, що узгоджується зі стандартом за амплітудою флуктуацій напруги, коли виміряна величина амплітуди не перебільшує значень, які встановлюються згідно з кривими рис. 1.3, для відповідної частоти відтворення варіацій напруги $F_{\delta U}$ або проміжку між варіаціями напруги $P_{ts} t_{i,i+1}$

Значення короточасної або тривалої дози флікера, $P, (\%)^2$ для коливань напруги встановлюють таким способом. Протягом часового проміжку T_{sh} , який становить 10 хв, визначають флікерметром значення флікера, що відповідають інтегральній ймовірності, яка дорівнює 0,1; 0,7; 1,0; 1,5; 2,2; 3,0; 4,0; 6,0; 8,0; 10,0; 13,0; 17,0; 30,0; 50,0; 80,0 %. Після цього проводять розрахунок згладжених рівнів флікера $P_s, (\%)^2$ згідно наступних формул:

$$\left\{ \begin{array}{l} P_{1s} = \frac{P_{0,7} + P_{1,0} + P_{1,5}}{3}, \\ P_{3s} = \frac{P_{2,2} + P_{3,0} + P_{4,0}}{3}, \\ P_{10s} = \frac{P_6 + P_8 + P_{10} + P_{13} + P_{17}}{5}, \\ P_{50s} = \frac{P_{30} + P_{50} + P_{80}}{3}, \end{array} \right. \quad (1.11)$$

де P_{1s} , P_{3s} , P_{10s} , P_{50s} – усереднені рівні флікера для інтегральної ймовірності, яка становить відповідно 1,0; 3,0; 10; 50 %.

На основі цих даних обчислюють тривалу дозу флікера P_{Lt} (відн. од.) протягом часового інтервалу T_L згідно з формулою:

$$P_{Lt} = \sqrt[3]{\frac{1}{12} \sum_{k=1}^{12} (P_{stk})^3}, \quad (1.12)$$

де P_{stk} – короткострокова доза флікера на k -му часовому проміжку T_{sh} для довгострокового періода спостереження T_L .

Якість електричної енергії за дозою флікера вважають такою, що узгоджується з вимогами стандарту, коли кожна короткострокова та довгострокова дози флікера встановлені протягом 24 год і не перебільшують граничних допустимих величин.

1.2.3. Несинусоїдальність напруги. Несинусоїдальність напруги (рис. 1.4) характеризується коефіцієнтом спотворення синусоїдальності форми кривої напруги K_U та коефіцієнтом n -ї гармонічної складової напруги $K_{U(n)}$.

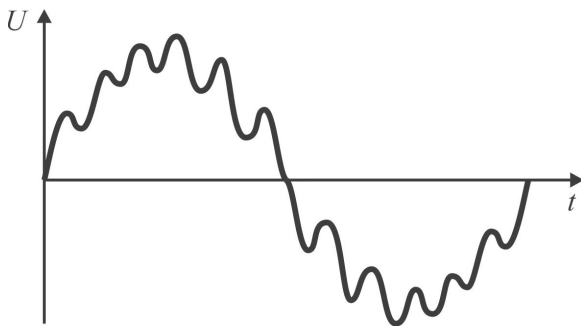


Рис. 1.4. Несинусоїдальність напруги

Нормально допустимі та гранично допустимі величини K_U у точках спільного під'єднання до електричних мереж з різними номінальними напругами $U_{ном}$ представлені у табл. 1.3.

Таблиця 1.3. Нормально допустимі та гранично допустимі значення K_U

Нормально допустиме значення K_U , %, при $U_{\text{ном}}$, кВ				Гранично допустиме значення K_U , %, при $U_{\text{ном}}$, кВ			
0,38	6-20	35	110-330	0,38	6-20	35	110-330
8,0	5,0	4,0	2,0	12,0	8,0	6,0	3,0

Нормально допустимі величини коефіцієнта n -ї гармонічної складової напруги у точках спільного під'єднання до електричних мереж з різними номінальними напругами $U_{\text{ном}}$ представлені у табл. 1.4.

Граничну величину коефіцієнта n -ї гармонічної компоненти напруги обчислюють згідно з формулою:

$$K_{U(n)\text{гран}} = 1,5K_{U(n)\text{норм}}, \quad (1.13)$$

де $K_{U(n)\text{норм}}$ – нормально допустиме значення коефіцієнта n -ї гармонічної компоненти, що встановлена згідно з табл. 1.4.

Обчислення і визначення несинусоїдальності напруги виконується таким способом. Визначення коефіцієнта n -ї гармонічної складової напруги $K_{U(n)i}$ проводиться для міжфазних (фазних) напруг.

Для кожного i -го вимірювання протягом періоду часу, що становить 24 год., встановлюють діюче значення напруги n -ї гармоніки $U_{(n)i}$, В, кВ.

Розраховують величину коефіцієнта n -ї гармонічної складової напруги $K_{U(n)i}$ у відсотках, як результат i -го вимірювання згідно з формулою:

$$K_{U(n)i} = \frac{U_{(n)i}}{U_{(1)i}}, \quad (1.14)$$

де $U_{(1)i}$ – діюче значення напруги основної частоти при i -му вимірюванні, В, кВ.

Таблиця 1.4. Значення $K_{U(n)}$ (у відсотках)

Непарні гармоніки не кратні 3, для $U_{ном}$, кВ				Непарні гармоніки кратні 3**, для $U_{ном}$, кВ				Парні гармоніки, для $U_{ном}$, кВ						
n *	0,38	6-20	35	110-330	n *	0,38	6-20	35	110-330	n *	0,38	6-20	35	110-330
5	6	4	3	1,5	3	5	3	3	1,5	2	2	1,5	1	0,5
7	5	3	2,5	1	9	1,5	1	1	0,4	4	1	0,7	0,5	0,3
11	3,5	2	2	1	15	0,3	0,3	0,3	0,2	6	0,5	0,3	0,3	0,2
13	3	2	1,5	0,7	21	0,2	0,2	0,2	0,2	8	0,5	0,3	0,3	0,2
17	2	1,5	1	0,5	>21	0,2	0,2	0,2	0,2	10	0,5	0,3	0,3	0,2
19	1,5	1	1	0,4						12	0,2	0,2	0,2	0,2
23	1,5	1	1	0,4						>12	0,2	0,2	0,2	0,2
25	1,5	1	1	0,4										
>25	0,2+ +1,3x x25/n	0,2+ +0,8x x25/n	0,2+ +0,6x x25/n	0,2+0,2x 25/n										

* n – номер гармонічної складової напруги.

** Нормально допустимі значення, наведені для n , що дорівнюють 3 та 9, належать до однофазних електричних мереж. У трифазній трипровідній електричній мережі ці значення приймають вдвічі меншими від наведених у таблиці.

Дозволяється розраховувати цей параметр якості електроенергії згідно з формулою:

$$K_{U(n)i} = \frac{U_{(n)i}}{U_{\text{ном}}} \quad (1.15)$$

Відносна похибка розрахунку $K_{U(n)i}$ при застосуванні формули (1.15) замість формули (1.14) чисельно дорівнює величині відхилення напруги $U_{(1)i}$ від $U_{\text{ном}}$.

Обчислюють значення коефіцієнту n -ї гармонічної складової напруги $K_{U(n)}$ у відсотках як результат усереднення N спостережень $K_{U(n)i}$ на інтервалі часу T_{vs} , рівному 3 с за формулою:

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

При цьому кількість вимірювань має становити не менше 9.

Визначення K_U проводиться для міжфазних (фазних) напруг. Для кожного i -го вимірювання протягом встановленого періоду часу встановлюють діюче значення гармонічних компонентів у діапазоні гармонік від 2-ї до 40-ї, В, кВ. Після цього розраховують величину K_{Ui} у відсотках як результат i -го вимірювання згідно з формулою:

$$K_{Ui} = \frac{\sqrt{\sum_{v=1}^{40} U_{(n)i}^2}}{U_{(1)i}} \cdot 100, \quad (1.17)$$

де $U_{(1)i}$ – діюче значення лінійної (фазної) напруги основної частоти для i -го вимірювання, В, кВ.

При встановленні K_{Ui} дозволяється:

1. Не враховувати гармонічні компоненти, величини яких менші 0,1 %.

2. Розраховувати цей ПЯЕ згідно з формулою:

$$K_{U_i} = \frac{\sqrt{\sum_{v=1}^{40} U_{(v)i}^2}}{U_{\text{ном}}} \cdot 100. \quad (1.18)$$

Відносна похибка розрахунку $K_{U(n)i}$ при застосуванні формули (1.18) замість формули (1.17) чисельно дорівнює величині відхилення напруги $U_{(1)i}$ від $U_{\text{ном}}$.

Після цього розраховують K_U у відсотках як результат усереднення N вимірювань K_{U_i} протягом часового інтервалу $T_{\text{вс}}$, що становить 3 с, згідно з формулою:

$$K_U = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N K_{U_i}^2}{N}}. \quad (1.19)$$

Якість електричної енергії за K_U і $K_{U(n)}$ у точці спільного під'єднання розглядають такою, що узгоджується з вимогами чинних норм, коли найбільша із усіх визначених протягом 24 год. величин K_U і $K_{U(n)}$ не перебільшує граничної припустимої величини, а значення K_U і $K_{U(n)}$, які відповідають ймовірності 95 % за встановлений період часу, не перевищують нормально припустимої величини.

1.2.4. Несиметрія напруг. Несиметрія напруг характеризується коефіцієнтом несиметрії напруг за зворотною K_{2U} та нульовою K_{0U} послідовностями.

Нормально та гранично допустимі величини K_{2U} і K_{0U} у точках спільного під'єднання до електричних мереж 0,38 кВ становлять відповідно 2,0 та 4,0 %.

Визначення K_{2U} проводять наступним чином. Для кожного i -го вимірювання протягом періоду часу, що становить 24 год., визначають одночасно діючі величини міжфазних напруг за основною частотою $U_{AB(1)i}$, $U_{BC(1)i}$, $U_{CA(1)i}$, В, кВ.

Далі розраховують діюче значення напруги зворотної послідовності фундаментальної частоти $U_{2(1)i}$ згідно з формулою:

$$U_{2(1)i} = \sqrt{\frac{1}{12} \left[\left(\sqrt{3}U_{AB(1)i} - \sqrt{4U_{BC(1)i}^2 - \left(\frac{U_{BC(1)i}^2 - U_{CA(1)i}^2}{U_{AB(1)i}^2} + U_{AB(1)i}^2 \right)} \right)^2 + \left(\frac{U_{BC(1)i}^2 - U_{CA(1)i}^2}{U_{AB(1)i}^2} \right)^2 \right]}. \quad (1.20)$$

Після цього розраховують K_{2U_i} у відсотках як результат i -го вимірювання згідно з формулою:

$$K_{2U_i} = \frac{U_{2(1)i}}{U_{1(1)i}} \cdot 100, \quad (1.21)$$

де $U_{1(1)i}$, $U_{2(1)i}$ – діючі значення напруг прямої та зворотної послідовностей основної частоти трифазної системи напруг при i -му вимірюванні, В, кВ.

При здійсненні розрахунку K_{2U_i} дозволяється визначати $U_{2(1)i}$ методом симетричних скадових, а також розраховувати значення $U_{2(1)i}$ за наближеною формулою:

$$U_{2(1)i} = 0,62(U_{\text{нб}(1)i} - U_{\text{нм}(1)i}), \quad (1.22)$$

де $U_{\text{нб}(1)i}$, $U_{\text{нм}(1)i}$ – найбільша і найменша діючі величини із трьох міжфазних напруг основної частоти при i -му вимірюванні, В, кВ.

При цьому відносна похибка розрахунку $U_{2(1)i}$ при застосуванні формули (1.22) замість формули (1.20) складає не більше 8 %.

Також дозволяється використовувати при розрахунку $U_{2(1)i}$ замість діючих величин міжфазних напруг основної частоти діючі величини відповідних напруг з урахуванням гармонічних компонентів цих напруг при коефіцієнті $K_U \leq 5$ %.

Величину K_{2U_i} також можна визначати за наступною формулою:

$$K_{2U_i} = \frac{U_{2(1)i}}{U_{\text{ном.мф.}}}, \quad (1.23)$$

де $U_{\text{ном.мф.}}$ – номінальне значення лінійної напруги мережі, В, кВ.

Відносна похибка розрахунку K_{2U_i} при застосуванні формули (1.23) замість формули (1.21) чисельно дорівнює величині відхилення напруги $U_{(1)i}$ від $U_{\text{ном.}}$

Після цього розраховують K_{2U} у відсотках як результат усереднення N вимірювань K_{2U_i} протягом часового інтервалу T_{vs} , що становить 3 с, згідно з формулою:

$$K_{2U} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N K_{2U_i}^2}{N}}. \quad (1.24)$$

Кількість вимірювань N має становити не менше 9.

Вимірювання K_{0U_i} здійснюють наступним чином. Для кожного i -го вимірювання протягом періоду часу, що становить 24 год., визначають одночасно діючі величини 3-х міжфазних і 2-х фазних напруг основної частоти $U_{AB(1)i}$, $U_{BC(1)i}$, $U_{CA(1)i}$, $U_{A(1)i}$, $U_{B(1)i}$, В, кВ.

Далі розраховують діюче значення напруги нульової послідовності фундаментальної частоти $U_{0(1)i}$ при i -му вимірюванні згідно з формулою:

$$U_{0(1)i} = \frac{1}{6} \sqrt{\left[\frac{U_{BC(1)i}^2 - U_{CA(1)i}^2}{U_{AB(1)i}} - 3 \frac{U_{B(1)i}^2 - U_{A(1)i}^2}{U_{AB(1)i}} \right]^2 + \left[\sqrt{4U_{BC(1)i}^2 - (U_{AB(1)i} - \frac{U_{BC(1)i}^2 - U_{CA(1)i}^2}{U_{AB(1)i}})^2} - \sqrt{4U_{CA(1)i}^2 - (U_{AB(1)i} - \frac{U_{CA(1)i}^2 - U_{BC(1)i}^2}{U_{AB(1)i}})^2} \right]^2}. \quad (1.25)$$

Після цього визначають значення K_{0U_i} за формулою:

$$K_{0U_i} = \frac{\sqrt{3}U_{0(1)i}}{U_{1(1)i}} \cdot 100, \quad (1.26)$$

де $U_{0(1)i}$ – діюче значення напруги нульової послідовності при i -му вимірюванні;

$U_{1(1)i}$ – діюче значення лінійної напруги прямої послідовності, В, кВ.

При визначенні K_{0U_i} допускається розраховувати значення $U_{0(1)i}$ згідно методу симетричних складових. Окрім цього, можливо розраховувати величину напруги $U_{0(1)i}$ у випадку симетрії міжфазних напруг за такою наближеною формулою:

$$U_{0(1)i} = 0,62(U_{\text{нб.ф}(1)i} - U_{\text{нм.ф}(1)i}), \quad (1.27)$$

де $U_{\text{нб.ф}(1)i}$, $U_{\text{нм.ф}(1)i}$ – максимальне і мінімальне з трьох діючих значень фазних напруг в i -му спостереженні, В, кВ.

При цьому відносна похибка розрахунку K_{0U_i} у випадку застосування формули (1.27) замість (1.25) лежить в межах $\pm 10\%$.

Також для спрощення розрахунків можливо використовувати замість діючих величин лінійних і фазних напруг основної частоти діючі величини відповідних напруг з урахуванням усіх гармонічних компонентів цих напруг при $K_U \leq 5\%$.

Також допускається розраховувати значення K_{0U_i} згідно з формулою:

$$K_{0U_i} = \frac{U_{0(1)i}}{U_{\text{ном.ф}}} \cdot 100, \quad (1.28)$$

де $U_{\text{ном.ф}}$ – номінальне значення фазної напруги, В, кВ.

Відносна похибка розрахунку K_{2U_i} при застосуванні формули (1.28) замість формули (1.26) чисельно дорівнює величині відхилення напруги $U_{(1)i}$ від $U_{\text{ном}}$.

Після цього розраховують величину K_{0U} у відсотках як результат усереднення N вимірювань K_{0Ui} протягом часового інтервалу $T_{\text{вс}}$, що становить 3 с, згідно з формулою:

$$K_{0U} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N K_{0Ui}^2}{N}}. \quad (1.29)$$

Кількість вимірювань N має становити не менше 9.

Якість електричної енергії за K_{2U} і K_{0U} у точці спільного під'єднання вважають такою, що узгоджується з нормативними вимогами, коли найбільша із усіх визначених протягом 24 год. величин K_{2U} і K_{0U} не перевищує гранично допустимої величини. При цьому значення коефіцієнтів K_{2U} і K_{0U} , що відповідає ймовірності 95 % за встановлений період часу, не перевищує нормально допустимого значення.

1.2.5. Відхилення частоти. Відхилення частоти (Δf) електричної напруги змінного струму в мережах електропостачання визначається показником – відхиленням частоти. Нормативно встановлені допустимі межі становлять 0,2 Гц – нормально допустиме значення, та 0,4 Гц – гранично допустиме значення..

Процедура вимірювання і обчислення відхилення частоти полягає у наступному.

1. Протягом визначеного часового періоду для кожного i -го виміру фіксують реальне значення частоти f_i .

2. Наступним кроком розраховують середнє арифметичне значення частоти f_y шляхом усереднення N вимірювань f_i протягом двадцятисекундного інтервалу згідно з формулою:

$$f_y = \frac{\sum_{i=1}^N f_i}{N}. \quad (1.30)$$

Кількість вимірювань N має становити не менше 15.

3. Визначають відхилення частоти згідно виразу:

$$\Delta f = f_y - f_{\text{ном}}, \quad (1.31)$$

де $f_{\text{ном}}$ – номінальна частота мережі, Гц.

Електрична енергія за параметром відхилення частоти вважається такою, що задовольняє вимогам чинних норм, за умови розташування всіх зафіксованих упродовж доби величин частотних відхилень у діапазоні, що обмежується гранично допустимими параметрами, при цьому мінімум 95% усіх зареєстрованих величин відхилення частоти повинні перебувати у діапазоні нормально допустимих меж.

1.2.6. Провал напруги. Провал напруги являє собою раптову суттєву просадку напруги у вузлі електромережі, після якої відбувається повернення рівня напруги до вихідного чи наближеного до нього значення протягом часового інтервалу від кількох періодів змінної напруги до десятків секунд (рис. 1.5, 1.6).

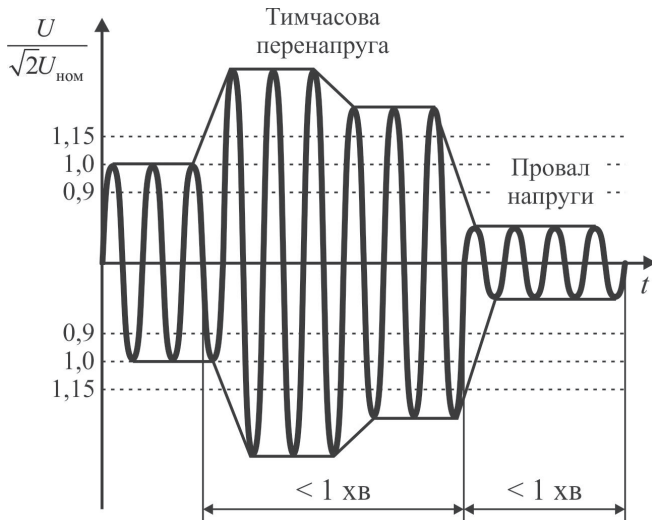


Рис. 1.5. Провал напруги та тимчасова перенапруга

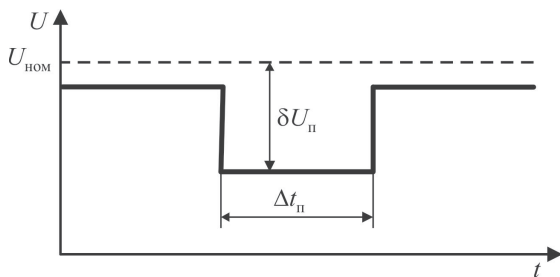


Рис. 1.6. Показники провалу напруги:

$\delta U_{\text{п}}$ – глибина провалу; $\Delta t_{\text{п}}$ – тривалість провалу напруги

Провал напруги визначається тривалістю провалу напруги, граничне допустиме значення якого у електромережах з напругою до 20 кВ включно становить 30 секунд. Тривалість провалу, що усувається в автоматичному режимі, залежить від витримок релейного захисту та систем автоматики.

Обчислення та вимірювання провалу напруги виконують таким способом.

1. Реєструють початковий час $t_{\text{п}}$ різкого зменшення напруги (тривалістю мінімум 10 мс) огинаючої ефективних значень напруги, визначених протягом кожного напівперіоду основної частоти, нижче рівня $0,9U_{\text{ном}}$.

2. Реєструють завершальний час $t_{\text{к}}$ відновлення ефективного значення напруги до рівня $0,9U_{\text{ном}}$.

3. Обчислюють тривалість провалу напруги $\Delta t_{\text{п}}$ згідно з формулою:

$$\Delta t_{\text{п}} = t_{\text{к}} - t_{\text{п}}. \quad (1.32)$$

Дозволяється встановлювати граничну допустиму тривалість провалу шляхом обчислення загальної витримки часу систем релейного захисту, автоматичних пристроїв та комутаційного обладнання в мережі енергопостачальної компанії.

Якість електроенергії за параметром тривалості провалу напруги у вузлі спільного приєднання вважають такою, що задовольняє положенням діючого стандарту, за умови

неперевищення максимальним серед усіх зареєстрованих протягом тривалого періоду моніторингу (зазвичай упродовж року) значенням тривалості провалів напруги граничного допустимого рівня.

Глибина провалу напруги розраховується за наступною формулою:

$$\delta U_{\text{п}} = \frac{U_{\text{ном}} - U_{\text{min}}}{U_{\text{ном}}} \cdot 100, \quad (1.33)$$

де U_{min} – мінімальне з множини усіх вимірних середньоквадратичних значень напруги за період провалу (В, кВ).

Частота появи провалу напруги $F_{\text{п}}$ визначається за виразом:

$$F_{\text{п}} = \frac{m(\delta U_{\text{п}} \Delta t_{\text{п}})}{M}, \quad (1.34)$$

де $m(\delta U_{\text{п}} \Delta t_{\text{п}})$ – кількість провалів напруги тривалістю $\Delta t_{\text{п}}$ та значенням глибини $\delta U_{\text{п}}$ та за період спостереження T ;

M – сумарна кількість провалів напруги за період спостереження T .

1.2.7. Імпульс напруги. Імпульс напруги визначається показником якості – імпульсною напругою $U_{\text{імп}}$.

Параметри імпульсної напруги зображено на рис. 1.7 та рис. 1.8.

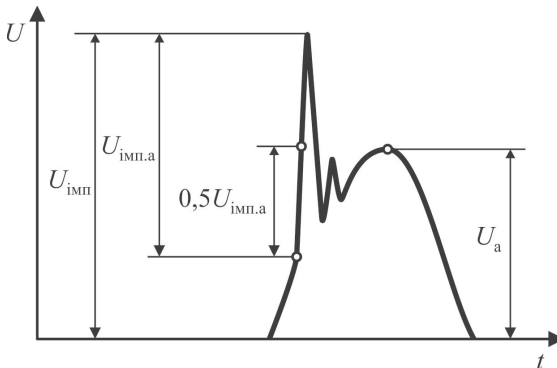


Рис. 1.7. Параметри імпульсної напруги

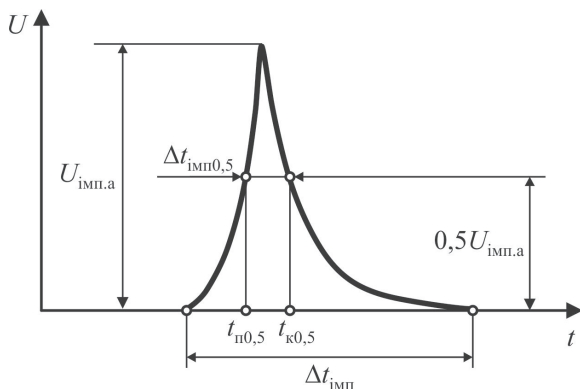


Рис. 1.8. Параметри імпульсної напруги

На рис. 1.7, 1.8:

U_a – амплітудне значення напруги;

$U_{\text{імп}}$ – імпульсна напруга;

$U_{\text{імп.а}}$ – найбільше значення напруги імпульсу;

$t_{\text{п}0,5}$, $t_{\text{к}0,5}$ – моменти часу, які відповідають перетинанню кривої імпульсу напруги з горизонтальною прямою, побудованою на рівні половинної амплітуди імпульсу;

$\Delta t_{\text{імп}}$ – значення тривалості імпульсу напруги;

$\Delta t_{\text{імп}0,5}$ – значення тривалості імпульсу напруги за рівнем половини його амплітуди.

Значення допустимих розрахункових імпульсних напруг для грозових та комутаційних імпульсів, які виникають в електричних мережах організацій електропостачання, а також форми грозових імпульсів, характерних для різних точок мереж наведені в [4].

Значення рівнів допустимих розрахункових імпульсних напруг для атмосферних та комутаційних імпульсів, що з'являються у електромережах енергопостачальних компаній, а також форми атмосферних імпульсів, типові для характерних вузлів мереж, представлені у [4].

Імпульсну напругу (рис. 1.7) встановлюють як максимальну величину напруги протягом її стрімкої зміни (тривалість

переднього фронту імпульсу до 5 мс). Тривалість імпульсу напруги на рівні 0,5 від його амплітуди $\Delta t_{\text{імп}0,5}$ вимірюють таким способом.

1. Із загальної кривої напруги виділяють імпульс напруги та визначають амплітуду цього імпульсу $U_{\text{імп.а}}$ (В, кВ) як максимальне значення.

2. Встановлюють часові моменти $t_{\text{п}0,5}$ і $t_{\text{к}0,5}$, що відповідають перетинанню кривої імпульсу напруги з горизонтальною прямою, побудованою на половинній амплітуді імпульсу.

Далі обчислюють $\Delta t_{\text{імп}0,5}$ згідно з формулою:

$$\Delta t_{\text{імп}0,5} = t_{\text{к}0,5} - t_{\text{п}0,5} \quad (1.35)$$

1.2.8. Тимчасова перенапряга. Тимчасова перенапряга (рис. 1.5) характеризується коефіцієнтом тимчасової перенапруги $K_{\text{пер}U}$ та тривалістю тимчасової перенапруги $\Delta t_{\text{пер}U}$ (рис. 1.9).

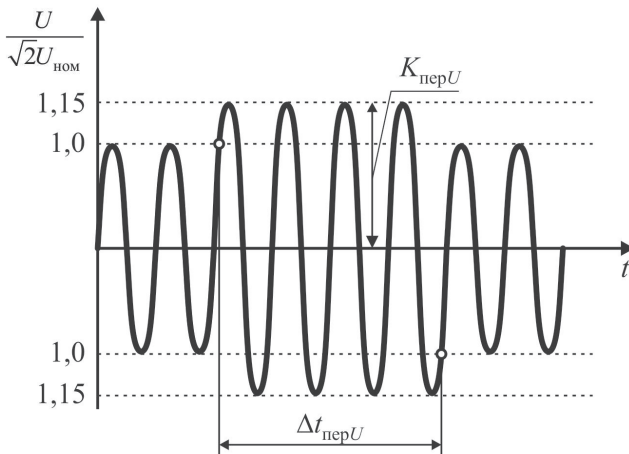


Рис. 1.9. Тимчасова перенапряга

Припустимі величини коефіцієнтів тимчасової перенапруги, які з'являються у електромережах енергопостачальної компанії, мають не перевищувати значень, представлених у табл. 1.5.

Таблиця 1.5. Значення коефіцієнта тимчасової перенапруги $K_{\text{пер}U}$

№ з/п	Назва показника	Значення показника		
1.	Тривалість тимчасової перенапруги $\Delta t_{\text{пер}U}$, с	≤ 1 с	≤ 20 с	≤ 60 с
2.	Коефіцієнт тимчасової перенапруги $K_{\text{пер}U}$, в. о.	1,47	1,31	1,15

Тимчасові перенапруги фазних напруг з'являються, зокрема, при пошкодженні нульового провідника у трифазних електромережах напругою до 1 кВ, які функціонують із глухозаземленою нейтраллю. Величина таких перенапруг при суттєвій несиметрії фазних навантажень здатна досягати рівня міжфазної напруги, а тривалість може складати кілька годин.

Коефіцієнт тимчасової перенапруги $K_{\text{пер}U}$ визначають таким способом.

1. Фіксують величину амплітуди напруги U_a протягом кожного півперіоду основної частоти при стрімкому перевищенні рівня напруги, який становить $1,1\sqrt{2}U_{\text{ном}}$.

2. Визначають найбільше із зафіксованих амплітудних величин $U_{a \text{ max}}$. Для виключення впливу комутаційного процесу вимірювання виконують через 0,04 с після початку процесу.

3. Розраховують значення $K_{\text{пер}U}$ за формулою:

$$K_{\text{пер}U} = \frac{U_{a \text{ max}}}{\sqrt{2}U_{\text{ном}}}. \quad (1.36)$$

Тривалість тимчасової перенапруги $\Delta t_{\text{пер}U}$ розраховується за формулою:

$$\Delta t_{\text{пер}U} = t_{\text{к.пер}} - t_{\text{п.пер}}, \quad (1.37)$$

де $t_{\text{к.пер}}$, $t_{\text{п.пер}}$ – кінцевий та початковий моменти часу тимчасової перенапруги.

Контрольні запитання

1. Які основні нормативні документи регламентують показники якості електроенергії в Україні?
2. Які класифікації електричних мереж за номінальною напругою наведені у ДСТУ EN 50160:2023?
3. Які допустимі межі відхилення частоти в електромережах, синхронізованих з об'єднаною енергосистемою?
4. Чим відрізняються норми частоти для автономних (островних) систем електропостачання?
5. Які допустимі межі відхилення напруги в низьковольтних мережах за ДСТУ EN 50160:2023?
6. Що таке «швидка зміна напруги» та які причини її виникнення?
7. Як визначається показник короткострокового та довгострокового флікера?
8. Які допустимі межі небалансу напруг у трифазних мережах згідно з ДСТУ EN 50160:2023?
9. Що таке напруга гармонік і яким чином оцінюють їхній вплив на якість електроенергії?
10. Яке граничне значення коефіцієнта гармонічних викривлень (THD) для напруги постачання?
11. Як у стандартах визначається провал напруги та перенапруга? Які їхні характерні причини?
12. Які відмінності у нормуванні показників якості електроенергії для мереж низької, середньої та високої напруги?
13. Як проводиться вимірювання та розрахунок усталеного відхилення напруги у трифазних електричних мережах?

РОЗДІЛ 2

ВІДХИЛЕННЯ НАПРУГИ

В даному розділі підручника наведено загальні відомості про відхилення напруги в системах електропостачання (СЕП), описані сучасні методи та технічні засоби регулювання напруги, наведено методику розрахунку відхилень напруги в СЕП.

2.1. Загальні відомості про відхилення напруги

Усталені відхилення напруги від номінальних значень спричиняються:

- добовими, сезонними та технологічними коливаннями електричних навантажень споживачів;
- змінами потужності джерел реактивної енергії;
- процесом регулювання напруги генераторами електростанцій у вузлах електричної мережі;
- зміною конфігурації електричної мережі та ін.

Відхилення напруги – це різниця між реальним U і номінальним $U_{\text{ном}}$ значенням напруги у кВ (В):

$$V = U - U_{\text{ном}}, \quad (2.1)$$

або у відсотках:

$$V = \frac{U - U_{\text{ном}}}{U_{\text{ном}}} \cdot 100. \quad (2.2)$$

Відхилення напруги необхідно визначати в таких характерних точках електричної мережі промислових підприємств:

- секції шин 10(6), 35 кВ головної знижувальної підстанції та/або центрального розподільчого пристрою;

- шини 0,4 кВ цехових трансформаторів а також розподільні пункти цієї напруги, найбільш віддалені від цехових трансформаторів.

При обчисленні усталених відхилень напруги у електромережі підприємства враховують:

- діапазони усталених відхилень напруг в енергосистемах за нормальних режимів роботи, а також упродовж періодів зменшення сумарного навантаження до 30% та нижче від максимального;

- діапазони усталених відхилень напруги, що реально спостерігаються на шинах джерела електроживлення певного підприємства, згідно з даними енергосистеми та засобів регулювання напруги на відповідному джерелі;

- інформацію про зміни значень розрахункових втрат напруги у відповідних елементах електромережі підприємства за максимального та мінімального режимів навантажень;

- інформацію про прирости (добавки) напруги, що створюються розподільними й вольтододаючими трансформаторами, конденсаторами та іншими джерелами реактивної потужності.

2.2. Регулювання напруги в СЕП

Для забезпечення ефективності передавання та розподілу електричної енергії в мережі потрібно здійснювати автоматичне керування рівнями відхилення напруг. Одним із найбільш поширених методів регулювання напруги в електромережі є зміна величини коефіцієнта трансформації силового трансформатора. Цей метод реалізується шляхом використання силових трансформаторів, оснащених пристроями РПН та ПБЗ.

Розглянемо більш детально існуючі види регулювання напруги в СЕП та технічні засоби, що їх реалізують.

2.2.1. Види регулювання напруги в СЕП. Класифікація найбільш поширених підходів до регулювання напруги в електричних мережах приведена на рис. 2.1.



Рис. 2.1. Підходи до регулювання напруги в РЕМ

Існує два основних види регулювання напруги в мережі: централізоване та локальне.

Локальне регулювання напруги проводиться в точці приєднання електроспоживача до мережі. Оскільки цей вид регулювання напруги вимагає більших капіталовкладень в СЕП, то він застосовується лише для потужних електроспоживачів, що є особливо чутливими до погіршення якості електроенергії. Залежно від кількості електроспоживачів, що приєднані до шин, на яких проводиться локальне регулювання напруги, розрізняють два його види: індивідуальне та групове.

Централізоване регулювання напруги здійснюється у вузлах електромережі та використовується за умови, коли від електромережі живиться значна кількість електроспоживачів. Відповідно до виду добового графіка електричних навантажень електроприймачів розрізняють три головні методи централізованого регулювання напруги: стабілізація напруги, регулювання напруги відповідно до часу доби, зустрічне регулювання напруги.

Якщо графік навантажень електроспоживача залишається практично незмінним протягом доби (підприємства з тримінним режимом роботи), то на затискачах таких електроспоживачів рівень напруги необхідно підтримувати постійним, тобто для них застосовується стабілізація напруги.

Регулювання напруги за часом доби засноване на принципі програмного управління. Цей вид регулювання напруги застосовується у випадку, коли до електричної мережі приєднані електроспоживачі, добовий графік навантаження яких залишається практично незмінним щодня (підприємства з однозмінним режимом роботи, що мають високий ступінь автоматизації технологічного процесу виробництва).

Зустрічне регулювання напруги використовується за умови, коли навантаження електроспоживача варіюється протягом доби. У такому випадку регулювання напруги потрібно виконувати таким способом, щоб гарантувати припустимі величини відхилення напруги не на шинях центру живлення, а у певній віддаленій від центру живлення точці підключення електроспоживача до мережі (контрольній точці). Для забезпечення такого регулювання необхідно враховувати струм навантаження електроспоживачів.

2.2.2. Регулювання напруги за рахунок зміни опору електричної мережі. Поздовжня компенсація індуктивного опору повітряних ліній і шинопроводів СЕП підприємств дає змогу суттєво зменшити втрату напруги в лініях електропередавання. Це забезпечується за рахунок увімкнення в розсічку лінії батареї конденсаторів (рис. 2.2).

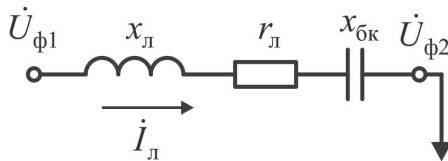


Рис. 2.2. Схема увімкнення батареї конденсаторів для компенсації індуктивного опору лінії

На рис. 2.3 наведена векторна діаграма лінії електропередавання з батареєю конденсаторів.

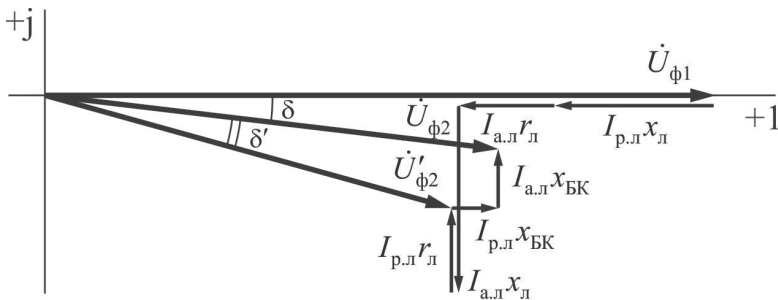


Рис. 2.3. Векторна діаграма лінії з батареєю конденсаторів

Із векторної діаграми слідує, що установка поздовжньої компенсації забезпечує підвищення напруги у кінці лінії за сталого рівня напруги на початку лінії.

За умови задання навантаження потужністю, поздовжня компонента спаду напруги з урахуванням дії батареї конденсаторів встановлюється згідно з формулою:

$$\delta U_y = \frac{P_n r_l + Q_n (x_l - x_{БК})}{U_2}, \quad (2.3)$$

де P_n , Q_n – значення активної і реактивної потужності навантаження, МВт, Мвар;

r_l , x_l – значення активного та реактивного опору лінії електропередавання, Ом;

U_2 – діюче значення напруги в кінці лінії електропередавання, кВ;

$x_{БК}$ – реактивний опір батареї статичних конденсаторів, що послідовно ввімкнена в лінію, Ом.

За умови бажаного рівня напруги у кінці лінії рівного U_2 з виразу (2.3) можна отримати значення опору батареї конденсаторів. Струм у колі батареї конденсаторів дорівнює струму навантаження:

$$I_{\text{H}} = \frac{S_{\text{H}}}{\sqrt{3} U_{\text{НОМ}}} . \quad (2.4)$$

Кількість паралельно увімкнених в кожну з фаз конденсаторів визначається за виразом:

$$n = \frac{I_{\text{H}}}{I_{\text{НОМ.К}}} , \quad (2.5)$$

де $I_{\text{НОМ.К}}$ – значення номінального струму 1-го конденсатора батареї.

Число послідовно підключених конденсаторів встановлюється з такої умови:

$$x_{\text{БК}} = \frac{x_{\text{НОМ.К}} m}{n} , \quad (2.6)$$

де m – кількість послідовно включених конденсаторів.

$x_{\text{НОМ.К}}$ – номінальний опір одного конденсатора на основній частоті, Ом:

$$x_{\text{НОМ.К}} = \frac{U_{\text{НОМ.К}}}{I_{\text{НОМ.К}}} . \quad (2.7)$$

Загальна потужність встановлення поздовжньої компенсації:

$$Q_{\text{ПК}} = N_{\text{ф}} m n Q_{\text{НОМ БК}} , \quad (2.8)$$

де $N_{\text{ф}}$ – кількість фаз.

Компенсуючий ефект описаної установки поздовжньої компенсації залежить від величини струму навантаження. Таку установку можна застосовувати також і в електричних мережах із різкозмінним електричним навантаженням.

2.2.3. Регулювання напруги за рахунок компенсації реактивної потужності. У випадку паралельного підключення до навантаження джерела реактивної потужності (рис. 2.4) напруга на навантаженні підвищується внаслідок зменшення позовжньої компоненти спаду напруги. Це доволі легко простежити з векторної діаграми (рис. 2.5).

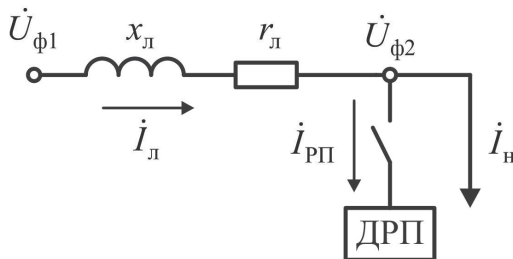


Рис. 2.4. Регулювання напруги за допомогою джерела реактивної потужності

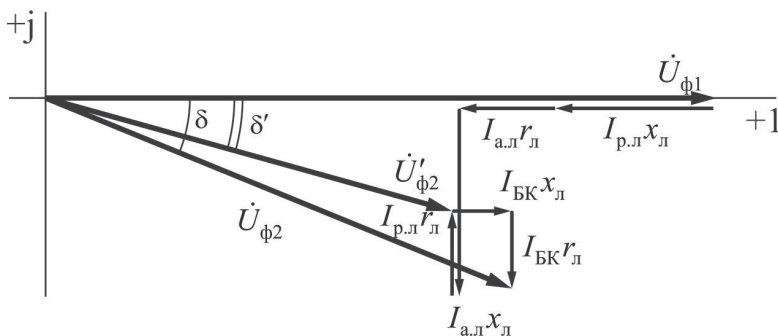


Рис. 2.5. Векторна діаграма напруги лінії електропередавання з установкою поперечної компенсації

За умови задання навантаження у формі потужності без врахування поперечної компоненти маємо:

$$U_1 = U_2' + \frac{P_n r_l + (Q_n - Q_{РП}) x_l}{U_2'} \quad (2.9)$$

де P_n , Q_n – значення активної та реактивної потужності навантаження в кінці лінії електропередавання, МВт, Мвар;

$Q_{\text{РП}}$ – значення потужності установки поперечної компенсації, Мвар;

U'_2 – значення напруги в кінці лінії після приєднання джерела реактивної потужності, кВ.

Значення потужності компенсуючого пристрою для забезпечення бажаного значення напруги $U'_{2\text{баж}}$ розраховується за формулою:

$$Q_{\text{РП}} = \frac{(U'_{2\text{баж}} - U_2)U'_{2\text{баж}}}{x_{\text{л}}}, \quad (2.10)$$

де $U'_{2\text{баж}}$ – бажане значення напруги в кінці лінії електропередавання, кВ;

$x_{\text{л}}$ – значення реактивного опору лінії електропередавання, Ом;

$Q_{\text{РП}}$ – значення потужності, яка генерується пристроєм компенсації, Мвар.

Вираз (2.10) може застосовуватись для розрахунку значення потужності будь-якого джерела реактивної потужності – батарей статичних конденсаторів, синхронних двигунів, синхронних компенсаторів тощо.

Компенсуючий ефект від установки поперечної компенсації не залежить від зміни електричного навантаження. В зв'язку з цим даний метод регулювання напруги не застосовується в електричних мережах, що містять різкозмінне навантаження.

2.2.4. Регулювання напруги за рахунок зміни коефіцієнта трансформації силового трансформатора. Сучасні системи електропостачання включають численні технічні засоби для підтримання припустимих меж коливань напруги через регулювання коефіцієнтів трансформації у силових трансформаторних установках. Усі сучасні силові трансформатори мають обмотки з регулювальними відгалуженнями, що виводяться на пристрої перемикачів різної конструкції. Слід зазначити, що

більш доцільною є установка таких пристроїв на стороні високої напруги (ВН) трансформатора. У такому випадку за рахунок протікання менших струмів, не зважаючи на більш високу напругу, пристрої перемикання є надійнішими у порівнянні з пристроєм перемикання на стороні низької напруги (НН) трансформатора.

За конструкцією перемикаючі пристрої силових трансформаторів поділяють на дві групи:

1. Пристрої, в яких комутація регулювальних відгалужень здійснюється за умови від'єднання високовольтних та низьковольтних обмоток силового трансформатора від електромережі (трансформатори з перемиканням без збудження (ПБЗ)).

2. Пристрої, що виконують комутацію регулювальних відгалужень без від'єднання трансформаторних обмоток від електромережі (трансформатори з регулюванням під навантаженням (РПН)).

Найбільш поширеними в розподільчих електричних мережах є трансформатори з ПБЗ. Як правило, високовольтна обмотка такого силового трансформатора містить одне головне та чотири регулювальні відгалуження. Головне відгалуження характеризується номінальною напругою, що відповідає номінальному коефіцієнту трансформації. Інші 4 регулювальні відгалуження дають змогу змінювати значення коефіцієнту трансформації на -5% , $-2,5\%$, $+2,5\%$, $+5\%$ від номінального. Схема такого силового трансформатора показана на рис. 2.6.

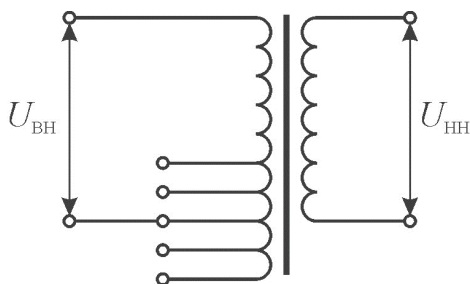


Рис. 2.6. Схема силового трансформатора з пристроєм ПБЗ

Перевагами такого пристрою перемикання є його відносно невелика вартість, простота конструкції та висока надійність у порівнянні з іншими типами пристроїв. Основним недоліком даного пристрою перемикання, що унеможливорює шляхом його застосування повною мірою вирішити задачу забезпечення нормально допустимих рівнів відхилення напруги, є його низька мобільність. Через те, що комутація регулювальних відгалужень у трансформаторі з перемиканням без збудження здійснюється за умови повного від'єднання високовольтних та низьковольтних обмоток силового трансформатора від електромережі, вона спричиняє припинення енергопостачання. Зважаючи на це, така операція не може виконуватись досить часто. Як правило, перемикання відгалужень ПБЗ відбувається не частіше, ніж двічі на рік (сезонне регулювання).

Значно ефективнішим є спосіб комутації відгалужень трансформатора без від'єднання його обмоток від електромережі. Такий спосіб регулювання напруги втілено у трансформаторах із системою регулювання під навантаженням. Трансформатори з РПН характеризуються збільшеною кількістю регулювальних відгалужень, завдяки чому розширюється діапазон регулювання напруги. Так, у трансформатора ТМН-10000/35 діапазон регулювання складає $\pm 11,7\%$ з (± 9 ступені регулювання по $1,3\%$). За рахунок того, що перемикання регулювальних відгалужень трансформатора з РПН відбувається без розмикання струмових кіл, то такі перемикання можна здійснювати декілька разів за добу. Це дає змогу реалізовувати за допомогою трансформаторів з РПН різноманітні закони автоматичного регулювання напруги.

Класифікація пристроїв РПН за їх конструкцією показана на рис. 2.7.



Рис. 2.7. Класифікація РПН за їх конструкцією

Найбільш поширеними у вітчизняних електричних мережах є механічні пристрої РПН. На рис. 2.8 показана схема знижувального двообмоткового силового трансформатора з механічним пристроєм РПН.

Високовольтна обмотка трансформатора з РПН включає дві секції – нерегульовану та регульовальну. Регульовальна секція обмотки містить кілька відводів до контактних затискачів 1 – 7. Секція регульовальної обмотки з відводами 1 – 3 підключена узгоджено до основної обмотки, тому перемикання з відводу 3 на відвід 2 підвищує коефіцієнт трансформації. Друга секція регульовальної обмотки (відводи 5 – 7) підключена зустрічно до витків основної обмотки, тому перемикання з відводу 5 на відвід 7 знижує коефіцієнт трансформації. Число регульовальних відводів секцій обмотки, підключених узгоджено і зустрічно до основної обмотки, може відрізнятися.

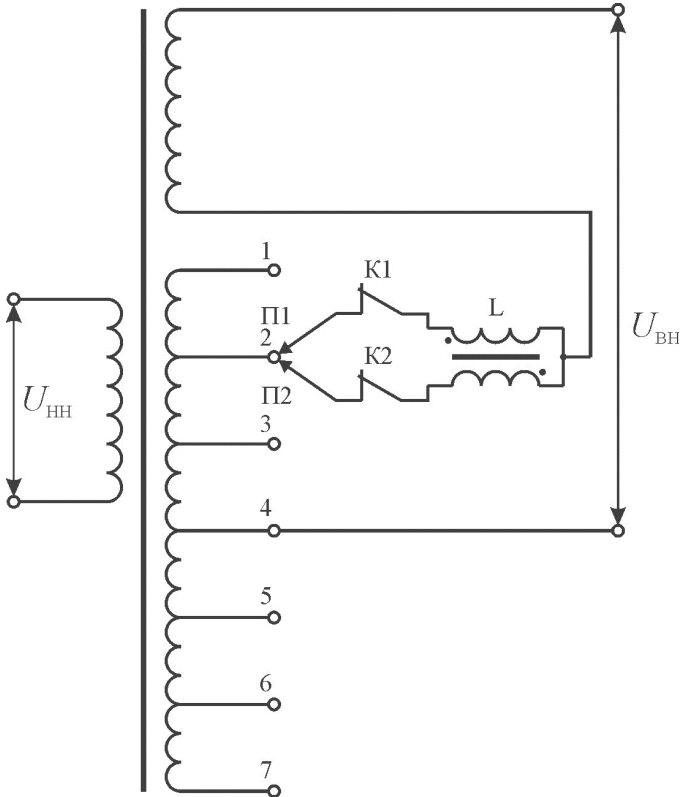


Рис. 2.8. Схема силового трансформатора з механічним РПН

Комутаційний механізм регулювальної секції обмотки включає рухливі контакти П1, П2, контактори К1, К2 та струмообмежуючий реактор L. Середня точка реактора L під'єднана до нерегульованої секції трансформаторної обмотки.

З метою обмеження струму короткого замикання, який протікає через секцію обмотки, замкнену накоротко у перехідному положенні, також можуть використовуватись активні опори (струмообмежуючі резистори).

На рис. 2.8 основне регулювальне відгалуження двообмоткового трансформатора, що відповідає номінальному коефіцієнту трансформації, позначене як «4»:

$$k_{\text{ТН}} = \frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}}, \quad (2.11)$$

де $U_{\text{ВН}}$ – номінальна напруга первинної обмотки силового трансформатора (номінальна напруга обмотки високої напруги);

$U_{\text{НН}}$ – номінальна напруга вторинної обмотки силового трансформатора (номінальна напруга обмотки низької напруги).

До основних недоліків механічних пристроїв РПН слід віднести:

1. Невисока надійність пристрою через обмежену зносостійкість контактів внаслідок електроерозійного зносу під дією електричної дуги в моменти перемикань відгалужень. Зважаючи на це, кількість перемикань механічним пристроєм РПН намагаються максимально зменшити, що негативно впливає на якість електричної енергії.

2. Низька швидкодія пристрою за рахунок високої інерційності системи, внаслідок використання електромеханічного приводу для перемикання відгалужень. Тривалість перемикання відгалужень виявляється відносно великою (до 20 с), що унеможливорює відпрацювання коливань та швидких змін відхилень напруги.

Деякі недоліки, властиві механічним пристроям РПН, відсутні у тиристорно-механічних систем РПН. У таких пристроях при перемиканні відгалужень не виникає електричної дуги, для комутації струмових кіл застосовуються симетричні блоки з двох зустрічно-паралельно увімкнутих тиристорів. Тиристорно-механічні системи можуть бути реалізовані за типом механічних РПН зі струмообмежуючими компонентами та аналогічною схемою комутацій (при заміні контакторів К1, К2 на схемі 2.8 тиристорними блоками) або згідно зі схемою з короткочасним розривом струмових ланцюгів.

Перевагами тиристорно-механічних РПН порівняно з механічними є підвищена надійність завдяки відсутності електроерозійного зношування механічних контактів, дещо кращі швидкісні характеристики.

До недоліків тиристорно-механічних систем слід віднести необхідність точного настроювання системи визначення моменту переходу струму через нульову точку для запобігання тривалим безструмовим паузам та пошкодженню тиристорних ключів.

Найбільш перспективним технічним засобом зміни коефіцієнта трансформації силового трансформатора є безконтактний пристрій РПН. У таких пристроях комутація струмових кіл відбувається за допомогою потужних напівпровідникових ключів (тиристорів, симісторів, IGBT транзисторів).

Залежно від конструкції, безконтактні РПН поділяються на регулятори з високочастотною комутацією регулювальних відгалужень та регулятори дискретного типу.

Принцип роботи регуляторів з високочастотною комутацією регулювальних відгалужень полягає у багатократному перемиканні регулювальних відгалужень трансформатора за один напівперіод змінної напруги, що дозволяє неперервно (плавно) регулювати вихідну напругу в діапазоні між двома суміжними регулювальними відгалуженнями.

Перевагою такого пристрою в порівнянні з безконтактним РПН дискретного типу є можливість плавної зміни напруги. Безконтактний РПН з високочастотною комутацією регулювальних відгалужень дозволяє досягти високої точності стабілізації напруги не лише в статичних, але і в динамічних режимах роботи. Проте складність конструкції, низькі енергетичні показники за рахунок наявності великої кількості напівпровідникових елементів, спотворення синусоїдальності форми кривої напруги обмежують застосування регуляторів даного типу.

У безконтактних пристроях РПН дискретного типу регулювання відбувається за рахунок перемикання регулювальних відгалужень обмотки трансформатора напівпровідниковими ключами. Такі регулятори дискретного типу можуть монтуватися як з боку високої напруги, так і з боку низької напруги силового трансформатора.

На рис. 2.9. наведена схема безконтактного РПН дискретного типу на основі тиристорів, що встановлені на високовольній стороні трансформатора.

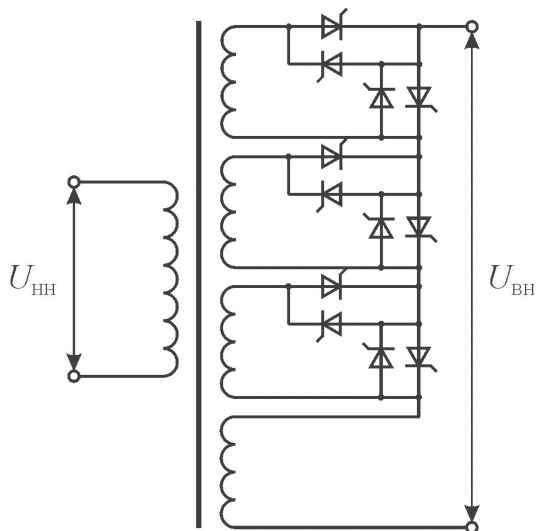


Рис. 2.9. Схема тиристорного РПН підвищувального трансформатора

Дискретні тиристорні РПН характеризуються відносною простотою їх будови та високими енергетичними показниками, забезпечують регулювання напруги без спотворення синусоїдальності форми кривої вихідної напруги.

У роботі [5] запропоновано створення безконтактних пристроїв РПН дискретного типу на основі трансформаторів з ПБЗ шляхом встановлення на регульовальних відгалуженнях обмоток трансформатора потужних тиристорних ключів.

Така модернізація трансформаторів з ПБЗ вимагає відносно невеликих витрат, проте дозволяє значно розширити можливості регулювання напруги для трансформаторів з ПБЗ. Адже для таких модернізованих трансформаторів з ПБЗ будуть характерні всі переваги трансформаторів з безконтактним пристроєм РПН дискретного типу.

До переваг безконтактних пристроїв РПН слід віднести їх високу швидкодію за рахунок повної відсутності механічних частин (тривалість затримки між перемиканнями регульовальних відгалужень обмежується лише часом перехідного процесу в електричній мережі) та практично має необмежений ресурс

перемикань регулювальних відгалужень за рахунок відсутності дугової електроерозії механічних контактів. Це дає змогу відпрацьовувати швидкі зміни відхилення напруги в електричній мережі, тим самим забезпечуючи високу точність регулювання напруги. Також слід відмітити високу надійність та ремонтопридатність безконтактних РПН.

2.2.5. Методи та технічні засоби автоматичного регулювання напруги в СЕП. Для здійснення автоматичного керування значенням коефіцієнта трансформації силового трансформатора створено велику кількість систем автоматичного керування, які реалізують різноманітні закони регулювання напруги.

Найпростішим законом регулювання напруги є регулювання напруги за її відхиленням.

На рис. 2.10 приведена функціональна схема пристрою, що реалізує такий закон автоматичного керування.

На рис. 2.10:

- 1 – реле мінімальної напруги;
- 2, 9 – логічний елемент «НІ»;
- 3 – приводний механізм;
- 4, 8 – орган витримки часу;
- 5, 10 – шляховий контакт;
- 6 – елемент пам'яті;
- 7 – реле максимальної напруги;
- T1 – силовий трансформатор;
- TV – датчик напруги.

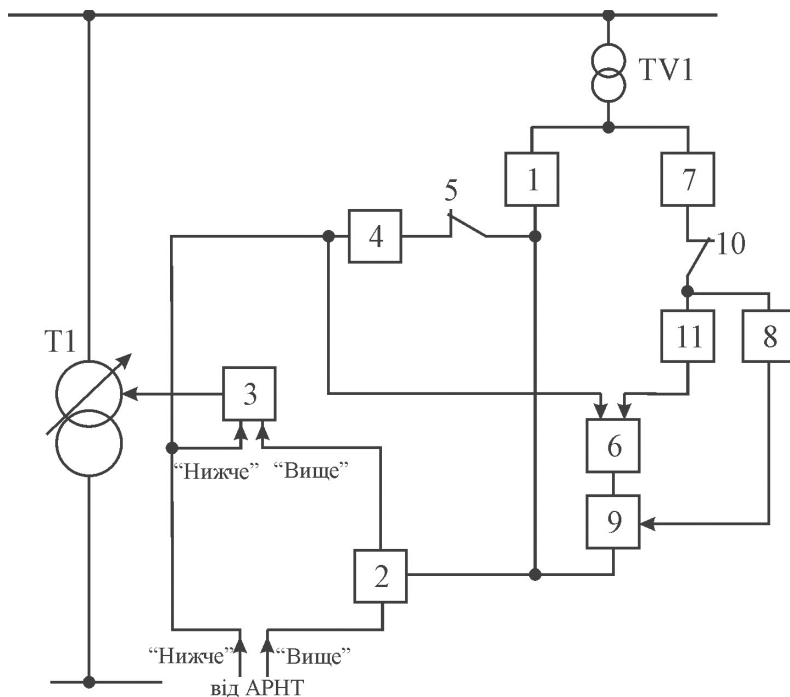


Рис. 2.10. Функціональна схема пристрою регулювання напруги

Принцип роботи даного пристрою полягає в наступному. При зниженні напруги в мережі нижче уставки U_1 , відстроєної від мінімально можливої на даній підстанції, спрацьовує реле 1 мінімальної напруги, логічний елемент «НІ» 2 розриває ланцюг управління приводного механізму 3 в сторону «Вище», і після спрацювання органу 4 витримки часу трансформатор перемикається в сторону «НИЖЧЕ» до заданої відпайки, що відмічається шляховим контактом 5.

Коли напруга підвищиться вище U_1 , реле 1 розмикається, але канал управління приводним механізмом 3 на «Вище» залишається заблокованим, завдяки елементу 6 пам'яті. При підвищенні напруги до уставки реле 7 максимальної напруги по закінченню витримки часу органу 8 спрацьовує логічний елемент «НІ» 9, блокуючий сигнал елемента 2 зникає, і сигнал автоматичного регулятора

напруги трансформатора в сторону «Вище» проходить на приводний механізм 3 перемикача. Коли перемикач трансформатора знаходиться в спокої на будь-якій з відпайок, шляховий контакт 10 замкнений, а в процесі перемикання контакт 10 розімкнений.

Недоліком автоматичного регулювання напруги за відхиленням є неврахування струму споживачів, за рахунок чого неможливо реалізувати зустрічне регулювання напруги. Також описаний вище спосіб регулювання напруги не передбачає можливості пофазної зміни коефіцієнтів трансформації.

Більш досконалим законом регулювання напруги є регулювання напруги за відхиленням з урахуванням спадів напруг в елементах мережі від струму навантаження (зустрічне регулювання напруги).

Найпоширенішим пристроєм, що реалізує закон зустрічного регулювання напруги з допомогою РПН силового трансформатора, є АРТ-1Н. Функціональна схема регулятора АРТ-1Н показана на рис. 2.11.

На рис. 2.11:

ВОН – вимірювальний орган напруги;

ПІ1, ПІ2 – імпульсно-потенційні перетворювачі;

DT1, DT2 – елементи витримки часу;

ST1, ST2 – тригери;

$D\bar{X}1$, $D\bar{X}2$ – тригери;

KL1, KL2 – виконавчі реле;

G – генератор тактових імпульсів;

AP – автоматичний регулятор;

ВЧ – вимірювальна частина регулятора;

ЛЧ – логічна частина регулятора;

АПКК – автоматичний пристрій керування і контролю;

АПК – автоматичний пристрій контролю;

ВКЧ – виконавча частина;

ПМ – приводний механізм.

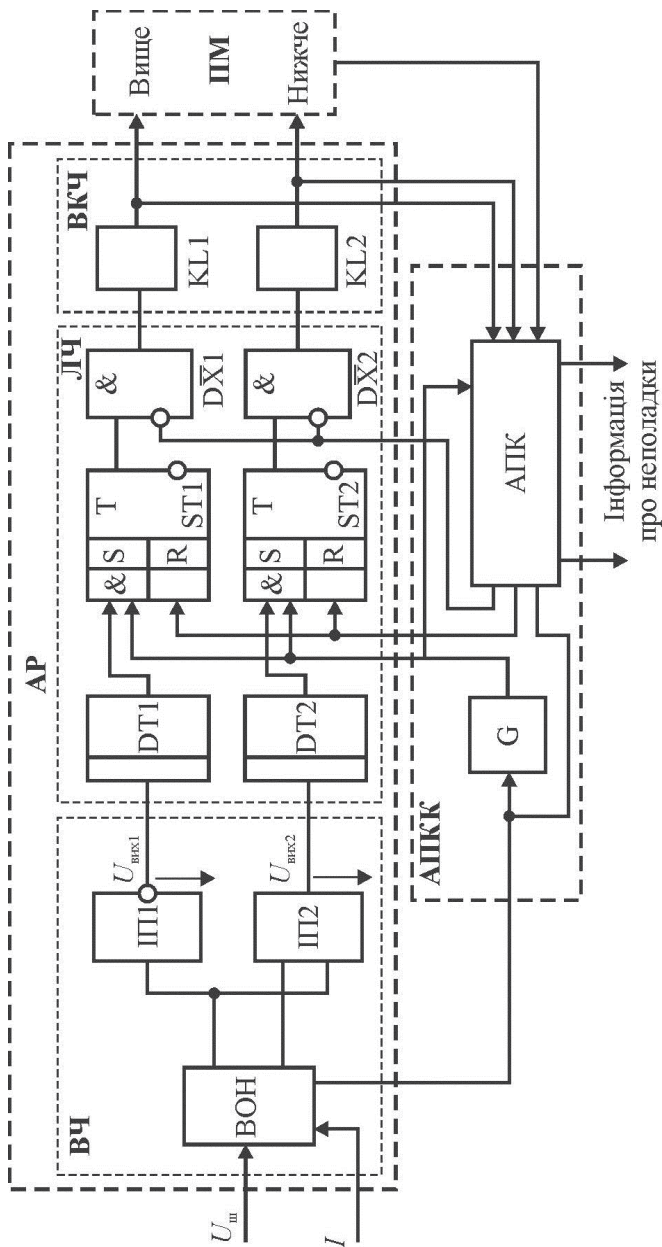


Рис. 2.11. Функціональна схема регулятора типу АРТ-1Н

Пристрій працює наступним чином. Виміряні напруга і струм подаються на ВОН, у якому визначається значення напруги з урахуванням струмової компенсації. При виході значення цієї напруги за межі зони нечутливості регулятора напругами $U_{\text{вих1}}$ або $U_{\text{вих2}}$ на виходах ВЧ запускається елемент витримки часу DT1 або DT2 відповідно. Спрацювання елемента витримки часу запам'ятовується одним з тригерів ST1 або ST2, у який записується логічна одиниця при надходженні на вхід запису S напруги від елемента DT1 або DT2 і тактового імпульсу від генератора G. Через елемент $D\bar{X}1$ ($D\bar{X}2$) при логічному нулі на інверсному вході сигнал з виходу тригера проходить на виконавче реле KL1 або KL2, що запускає ПМ, який і виконує перемикання регулювальних відгалужень силового трансформатора.

Недоліком цього пристрою є те, що він не відслідковує напрямок зміни напруги, чим спричиняє зайві перемикання. Крім того АРТ-1Н не в змозі відпрацьовувати різкі зміни напруги, що спричиняє зниження якості останньої.

Відомий спосіб автоматичного регулювання напруги, в якому враховується струм навантаження. Для запобігання недопустимого збільшення напруги на затискачах електроспоживачів, що знаходяться поблизу підстанції під час протікання значного струму навантаження лінії, в даному пристрої регулювання напруги передбачено автоматичну зміну значення уставки регулятора напруги в разі перевищення напругою струмової компенсації максимального значення. Описаний пристрій передбачає зміну уставки АРТ-1Н і, як наслідок, має аналогічні недоліки.

Також відомий спосіб та пристрій автоматичного регулювання напруги за критерієм мінімуму економічних збитків від усталеного відхилення напруги. Суть цього способу полягає в тому, що перемикання регулювальних відгалужень здійснюється лише в тому випадку, коли воно призведе до значного зниження збитків від усталеного відхилення напруги. Таким чином підвищується надійність роботи шляхом зменшення кількості перемикань механічного РПН.

З метою покращення надійності електрозабезпечення через зменшення числа комутацій рекомендується врахувати знак похідної огинаючої кривої напруги. Врахування знаку похідної

огонаючої напруги забезпечує можливість запобігти перемиканням у ситуаціях, коли напруга в системі виходить за межі параметрів уставок діапазону нечутливості контролера, однак демонструє тенденцію до повернення в межі нечутливості внаслідок варіацій характеристик режиму електромережі.

Існують САК пристроєм РПН на основі нечіткої логіки. Блок-схема нечіткого контролера для управління пристроєм РПН, що реалізує нечіткий закон керування, показана на рис. 2.12.

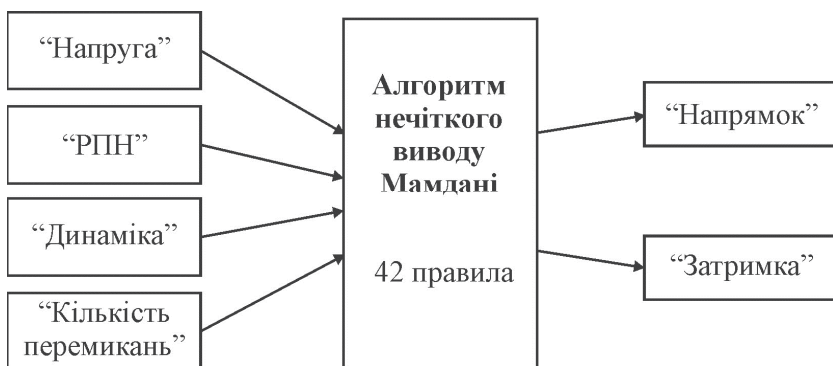


Рис. 2.12. Блок-схема нечіткого регулятора пристроєм РПН

На вхід нечіткого регулятора надходять 4 лінгвістичні змінні: «Напруга» (значення напруги на шинах електроспоживачів), «РПН» (поточне положення відпайки РПН), «Динаміка» (динаміка зміни напруги), «Кількість перемикань» (кількість перемикань, що здійснює пристрій РПН за день). З виходу нечіткого контролера знімаються 2 лінгвістичні змінні: «Напрямок» (напрямок наступного перемикання пристрою РПН), «Затримка» (затримка часу перед перемиканням). Описана система застосовує алгоритм Мамдані для проведення нечіткого виводу на основі 42 правил.

Застосування математичного апарату нечіткої логіки для автоматичного регулювання напруги дозволило підвищити надійність електропостачання шляхом обмеження кількості перемикань механічного пристрою РПН при практично відсутньому погіршенні якості електричної енергії.

2.3. Методика розрахунку відхилень напруги в СЕП

Електричні мережі промислових підприємств здебільшого виконані за радіальною схемою з декількома ступенями трансформації. Усталене відхилення напруги в довільній точці x мережі визначається як алгебраїчна сума всіх додатків і втрат напруги, що виражені у відсотках від номінального значення:

$$V_x = V_c - \sum_{i=1}^n \Delta U_i + \sum_{j=1}^m \delta U_j, \quad (2.12)$$

де V_c – значення відхилення напруги в точці приєднання СЕП до системи, %;

ΔU_i – значення втрати напруги в i -му елементі мережі, %;

δU_j – величина додатку напруги в j -му елементі мережі (силовому трансформаторі, батареї статичних конденсаторів та ін.), %.

Втрата напруги в лініях електропередачі (кабельних, повітряних і т.д.) визначається за формулою:

$$\Delta U_{\text{л}} = \frac{P_{\text{л}} R_{\text{л}} + Q_{\text{л}} X_{\text{л}}}{10U_{\text{п.л.}}^2}, \quad (2.13)$$

де $P_{\text{л}}$, $Q_{\text{л}}$ – значення активної (кВт) та реактивної (квар) потужності, що протікають по лінії електропередачі;

$R_{\text{л}}$, $X_{\text{л}}$ – значення активного та реактивного опору лінії електропередачі, Ом;

$U_{\text{п.л.}}$ – діюче значення напруги на початку лінії електропередачі, кВ.

Також для розрахунку втрати напруги в лінії електропередачі можна використовувати наступну формулу:

$$\Delta U_{\text{л}} = \frac{(r_{\text{л0}} + x_{\text{л0}} \operatorname{tg} \varphi_{\text{л}}) P_{\text{л}} I_{\text{л}}}{10U_{\text{п.л.}}^2}, \quad (2.14)$$

де $r_{0л}$, $x_{0л}$ – питомі активний та індуктивний опори лінії електропередачі, Ом/км;

$l_{л}$ – довжина лінії електропередачі, км;

$\text{tg}\varphi_{л}$ – коефіцієнт реактивної потужності навантаження лінії електропередачі:

$$\text{tg}\varphi_{л} = \frac{Q_{л}}{P_{л}}. \quad (2.15)$$

Величина втрат напруги в силових трансформаторах визначається за формулою:

$$\Delta U_{т} = \beta(U_{а} \cos \varphi_{н} + U_{р} \sin \varphi_{н}) + \frac{\beta^2}{200}(U_{а} \sin \varphi_{н} - U_{р} \cos \varphi_{н})^2, \quad (2.16)$$

де β – коефіцієнт завантаження силового трансформатора;

$\varphi_{н}$ – кут навантаження;

$U_{а}$ – активна складова напруги короткого замикання силового трансформатора, %:

$$U_{а} = \frac{\Delta P_{кз}}{S_{ном.т}} \cdot 100\%, \quad (2.17)$$

де $\Delta P_{кз}$ – величина активних втрат короткого замикання силового трансформатора, кВт;

$S_{ном.т}$ – значення номінальної потужності силового трансформатора, кВА.

$U_{р}$ – реактивна складова напруги короткого замикання силового трансформатора, %:

$$U_{р} = \sqrt{(\Delta U_{кз}^2 - U_{а}^2)}, \quad (2.18)$$

де $\Delta U_{кз}$ – напруга короткого замикання силового трансформатора.

Слід відмітити, що з достатнім ступенем точності другим доданком в формулі (2.16) можна знехтувати.

Як зазначалось вище, відхилення напруги необхідно розраховувати для режимів максимального та мінімального навантаження СЕП. При відсутності інформації про графік електричного навантаження допускається приймати значення електричного навантаження в мінімальному режимі на рівні 25 % від максимального.

Розглянемо порядок вибору регулювального відгалуження двообмоткового силового трансформатора з пристроєм РПН.

Значення напруги регулювального відгалуження визначається за формулою:

$$U_{\text{відг}} = \left(1 - \frac{\Delta U_{\text{т}}}{100} \right) \cdot \frac{U_1 U_{\text{н2}}}{U_{2\text{баж}}}, \quad (2.19)$$

де $\Delta U_{\text{т}}$ – величина втрат напруги в силовому трансформаторі, %;

U_1 – значення напруги на високовольтній обмотці силового трансформатора, кВ;

$U_{\text{н2}}$ – номінальна напруга обмотки низької напруги силового трансформатора, кВ;

$U_{2\text{баж}}$ – бажане значення напруги на низьковольтній обмотці силового трансформатора, кВ.

Бажане значення напруги на низьковольтній обмотці силового трансформатора $U_{2\text{баж}}$ обирається виходячи із наступних міркувань. У випадку розташування споживачів безпосередньо на шинах трансформаторної підстанції, необхідно підтримувати напругу на шинах рівну номінальному значенню напруги споживачів. У випадку розташування споживачів на деякій відстані від шин трансформаторної підстанції, напруга на затискачах споживачів $U_{\text{н.спож}}$ відрізняється від напруги на шинах підстанції на величину втрат напруги в лінії ΔU . Виходячи з цього, бажане значення напруги $U_{2\text{баж}}$ повинно бути більшим за номінальну напругу споживача $U_{\text{спож}}$ на величину ΔU :

$$U_{\text{баж}} = U_{\text{н.спож}} + \Delta U. \quad (2.20)$$

Зазвичай серед споживачів, що приєднані до шин трансформаторної підстанції, зустрічаються як віддалені так і близько розташовані. В таких випадках часто застосовується принцип зустрічного регулювання напруги, який полягає у підвищенні напруги на шинах підстанції до $1,05U_{н.спож}$ в режимах максимальних навантажень і зниженні напруги до $U_{н.спож}$ в мінімальних режимах. Таким способом часто вдається забезпечити якість електроенергії одночасно для усіх або для більшості споживачів.

Номер відгалуження, що відповідає бажаному значенню напруги на стороні вторинної обмотки трансформатора, розраховується за виразом:

$$n = \frac{1}{E_0} \left(\frac{U_{відг}}{U_{н1}} - 1 \right) \cdot 100; \quad (2.21)$$

де E_0 – ступінь регулювання пристрою РПН силового трансформатора, %;

$U_{н1}$ – номінальна напруга обмотки високої напруги силового трансформатора, кВ.

Слід відмітити, що номер регулювального відгалуження – це ціле число, однак в результаті розрахунку значення n згідно виразу (2.21), зазвичай, ціле число не отримується. Таким чином, виникає два можливих значення для n : найближче більше, та найближче менше. Вибір одного з цих двох значень залежить від режиму навантаження трансформатора, технічного стану пристрою РПН, який може обмежувати можливу кількість перемикачів впродовж доби.

При виборі номеру регулювального відгалуження в режимі максимальних навантажень необхідно надавати перевагу тому відгалуженню, яке забезпечить на стороні низької напруги дещо занижене в порівнянні з бажаним значення напруги. Це обумовлено тим, що оскільки при зниженні навантаження напруга на стороні вторинної обмотки силового трансформатора підвищується, то час роботи без перемикачів відгалужень збільшується. Таким чином, в режимі максимальних навантажень

необхідно обирати той номер відгалуження із двох можливих, при якому коефіцієнт трансформації силового трансформатора виявляється більшим.

В режимі мінімальних навантажень необхідно обирати номер відгалуження із двох можливих, при якому коефіцієнт трансформації силового трансформатора нижчий, і, як наслідок, напруга на вторинній обмотці трансформатора дещо вища за бажане значення.

Значення напруги, що відповідає обраному стандартному значенню номера відгалуження $n_{ст}$ визначається за формулою:

$$U_{відг.ст} = U_{н1} \left[1 + \frac{n_{ст} E_0}{100} \right], \text{ кВ.} \quad (2.22)$$

Дійсне значення напруги на вторинній обмотці силового трансформатора визначається за виразом:

$$U_{2дійсн} = \left(1 - \frac{\Delta U_T}{100} \right) \frac{U_1 U_{н2}}{U_{відг.ст}}. \quad (2.23)$$

Величина додатку напруги, що створюється силовим трансформатором, розраховується за формулою:

$$\delta U_T = \left[\frac{U_{н2} U_{мер1}}{U_{відг.ст} U_{мер2}} - 1 \right] \cdot 100\%, \quad (2.24)$$

де $U_{мер1}$ – значення номінальної напруги мережі, до якої підключено первинну обмотку силового трансформатора, кВ;

$U_{мер2}$ – значення номінальної напруги мережі, до якої підключено вторинну обмотку силового трансформатора, кВ.

Розглянемо порядок вибору регулювального відгалуження двообмоткового силового трансформатора з пристроєм ПБЗ.

Трансформатори з пристроями ПБЗ не здійснюють автоматичне регулювання напруги впродовж доби. Зважаючи на це, додаток напруги δU_T , що створюється такими силовими

трансформаторами, можливо вважати незмінним для режимів максимального і мінімального навантажень.

Відхилення напруги на стороні вторинної обмотки силового трансформатора з ПБЗ визначається за виразом:

$$V_2 = V_1 - \Delta U_T + \delta U_T, \quad (2.25)$$

де V_2 – значення відхилення напруги на стороні вторинної обмотки силового трансформатора, %;

V_1 – значення відхилення напруги на стороні первинної обмотки силового трансформатора, %;

ΔU_T – втрати напруги в силовому трансформаторі.

Таким чином, задавшись бажаним значенням відхилення напруги на стороні вторинної обмотки, можливо визначити необхідне значення додатку напруги від трансформатора з ПБЗ за виразом:

$$\delta U_T = V_{2\text{баж}} - V_1 + \Delta U_T. \quad (2.26)$$

За отриманим згідно виразу (2.26) значенням δU_T обирається найближче стандартне значення додатку напруги від силового трансформатора $\delta U_{T,\text{ст}}$.

Дійсне значення відхилення напруги на стороні вторинної обмотки трансформатора розраховується за формулою:

$$V_{2\text{дійсн}} = V_1 - \Delta U_T + \delta U_{T,\text{ст}}. \quad (2.27)$$

Слід відмітити, що за можливістю необхідно обирати таке стандартне значення додатку напруги від силового трансформатора з ПБЗ, за якого значення відхилення напруги на стороні вторинної обмотки трансформатора будуть задовольняти вимогам до якості електроенергії як в режимі максимальних, так і в режимі мінімальних навантажень.

Відомо, що батареї статичних конденсаторів здійснюють багатофункціональний вплив на режим електричної мережі. Дані

пристрої можуть використовуватись не тільки для вирішення задач компенсації реактивної потужності, але і для регулювання напруги.

Додаток напруги від батареї статичних конденсаторів розраховується за формулою:

$$\delta U_{\text{БСК}} = Q_{\text{БСК}} \frac{X_{\text{сист}}}{10U_{\text{пр}}^2}, \quad (2.28)$$

де $Q_{\text{БСК}}$ – номінальна потужність батареї статичних конденсаторів, квар;

$X_{\text{сист}}$ – еквівалентний опір електричної мережі до точки приєднання батареї статичних конденсаторів, Ом;

$U_{\text{пр}}$ – напруга у місці приєднання батареї статичних конденсаторів, кВ.

Приклад розрахунку відхилень напруги в точках СЕП наведено в пункті 2.4.

2.4. Приклад розрахунку відхилень напруги в СЕП

Провести розрахунок відхилень напруги в точках системи електропостачання, схема якої наведена на рис. 2.13.

Вихідні дані:

ПЛ: 2хАС-120/19; $r_{\text{л0}} = 0,249$ Ом/км; $x_{\text{л0}} = 0,427$ Ом/км;
 $l_{\text{л}} = 25$ км; $P_{\text{л}} = 7383$ кВт; $\text{tg}\varphi_{\text{пл}} = 0,14$.

Т: ТМН-10000/35; $S_{\text{нт}} = 10000$ кВА, $\Delta P_{\text{кз}} = 65$ кВт; $U_{\text{к}} = 7,5$ %;
діапазон РПН: $\pm 4 \times 1,5$ %; $K_3 = 0,75$.

КЛ: ААШВ-10(3х50), $r_{\text{кл0}} = 0,62$ Ом/км; $x_{\text{кл0}} = 0,09$ Ом/км;
 $l_{\text{кл}} = 0,27$ км; $P_{\text{кл}} = 659$ кВт; $\text{tg}\varphi_{\text{кл.н}} = 0,011$.

ТП: ТМ-1000/10; $S_{\text{нт}} = 1000$ кВА, $\Delta P_{\text{кз}} = 11$ кВт; $U_{\text{к}} = 5,5$ %;
 $K_3 = 0,7$.

Проведемо розрахунок відхилень напруги для режиму максимальних навантажень СЕП.

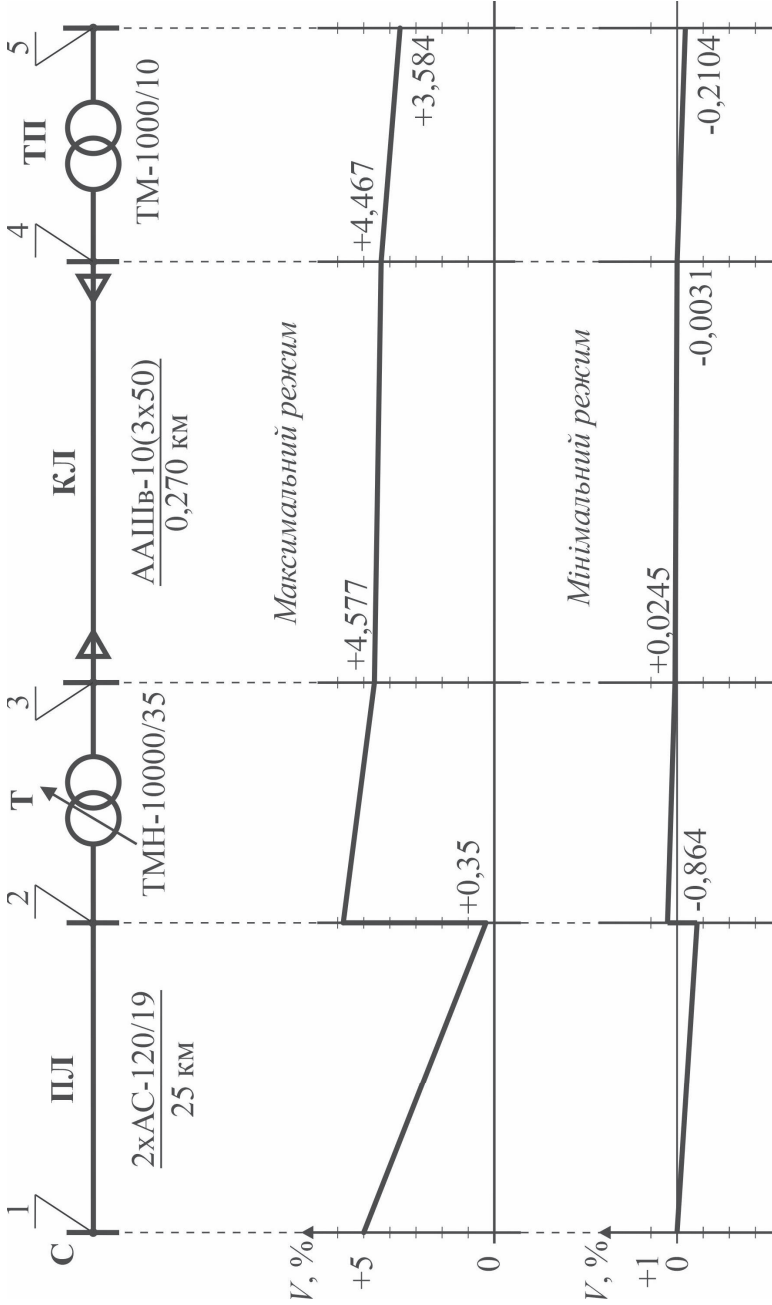


Рис. 2.13. Схема СЕП та епора відхилень напруг

Усталене відхилення напруги в т. 1:

$$V_1 = \delta U_c = 5 \% .$$

Напруга в т. 1:

$$U_1 = \left(1 + \frac{V_1}{100}\right) U_{\text{НОМ}} = \left(1 + \frac{5}{100}\right) \cdot 35 = 36,75 \text{ кВ.}$$

Втрата напруги в лінії:

$$\Delta U_{\text{л}} = \frac{(r_{\text{л}0} + x_{\text{л}0} \operatorname{tg} \varphi_{\text{нл}}) P_{\text{л}} I_{\text{л}}}{10 U_{\text{НОМ}}^2} = \frac{(0,249 + 0,427 \cdot 0,14) \cdot 7383 \cdot 25}{10 \cdot 35^2} = 4,65 \% .$$

Усталене відхилення напруги в т. 2:

$$V_2 = V_1 - \Delta U_{\text{л}} = 5 - 4,65 = 0,35 \% .$$

Напруга в т. 2:

$$U_2 = \left(1 + \frac{V_2}{100}\right) U_{\text{НОМ}} = \left(1 + \frac{0,35}{100}\right) \cdot 35 = 35,123 \text{ кВ.}$$

Втрата напруги в силовому трансформаторі ГЗП:

$$\begin{aligned} \Delta U_{\text{т}} &= K_3 (U_a \cos \varphi + U_p \sin \varphi) + \frac{K_3^2}{200} (U_a \sin \varphi - U_p \cos \varphi) = \\ &= 0,75 (0,65 \cdot 0,99 + 7,142 \cdot 0,139) + \\ &+ \frac{0,75^2}{200} (0,65 \cdot 0,139 - 7,142 \cdot 0,99) = 1,412 \% ; \end{aligned}$$

$$U_a = \frac{\Delta P_{\text{кз}}}{S_{\text{HT}}} \cdot 100 = \frac{65}{10000} \cdot 100 = 0,65 \% ;$$

$$U_p = \sqrt{U_k^2 - U_a^2} = \sqrt{7,5^2 - 0,65^2} = 7,472 \% .$$

Визначимо на якому саме регулювальному відгалуженні РПН буде працювати силовий трансформатор.

Напруга регулювального відгалуження:

$$U_{\text{відг}} = \left(1 - \frac{\Delta U_T}{100}\right) \cdot \frac{U_1 U_{H2}}{U_{2\text{баз}}} = \left(1 - \frac{1,412}{100}\right) \frac{35,123 \cdot 11}{10,5} = 36,276 \text{ кВ.}$$

Номер відгалуження:

$$n = \frac{1}{E_0} \left(\frac{U_{\text{відг}}}{U_{H1}} - 1 \right) \cdot 100 = \frac{1}{1,5} \left(\frac{36,276}{37} - 1 \right) \cdot 100 = -1,31 .$$

Приймаємо номер найближчої стандартної відпайки $n_{\text{ст}} = -1$, напруга якої становить:

$$U_{\text{відг.ст}} = U_{H1} \left[1 + \frac{n_{\text{ст}} E_0}{100} \right] = 37 \cdot \left(1 + \frac{(-1) \cdot 1,5}{100} \right) = 36,445 \text{ кВ.}$$

По вибраній відпайці напруги на низьковольтній обмотці силового трансформатора при максимальному значенні навантаження:

$$U_3 = \left(1 - \frac{\Delta U'_T}{100}\right) \cdot \frac{U_2 U_{2H}}{U_{\text{відг.ст}}} = \left(1 - \frac{1,412}{100}\right) \cdot \frac{35,123 \cdot 11}{36,445} = 10,511 \text{ кВ.}$$

Величина додатку напруги від силового трансформатора:

$$\delta U_T = \left(\frac{U_{2H} U_{H1M}}{U_{\text{відг.ст}} U_{H2M}} - 1 \right) \cdot 100 = \left(\frac{11 \cdot 35}{36,445 \cdot 10} - 1 \right) \cdot 100 = 5,639 \% .$$

Усталене відхилення напруги в т. 3:

$$V_3 = V_2 - \Delta U_T + \delta U_T = 0,35 - 1,412 + 5,639 = 4,577 \text{ \%}.$$

Напруга в т. 3:

$$U_3 = \left(1 + \frac{V_3}{100}\right) U_{\text{ном}} = \left(1 + \frac{4,577}{100}\right) \cdot 10 = 10,458 \text{ кВ}.$$

Втрата напруги в кабельній лінії КЛ:

$$\begin{aligned} \Delta U_{\text{кл}} &= \frac{(r_{\text{кл}0} + x_{\text{кл}0} \operatorname{tg} \varphi_{\text{кл.н}}) \cdot P_{\text{кл}} \cdot l_{\text{кл}}}{10U_{\text{ном}}^2} = \\ &= \frac{(0,62 + 0,09 \cdot 0,011) \cdot 659 \cdot 0,270}{10 \cdot 10^2} = 0,11 \text{ \%} \end{aligned}$$

Усталене відхилення напруги в точці 4:

$$V_4 = V_3 - \Delta U_{\text{кл}} = 4,577 - 0,11 = 4,467 \text{ \%}.$$

Напруга в точці 4:

$$U_4 = \left(1 + \frac{V_4}{100}\right) U_{\text{ном}} = \left(1 + \frac{4,467}{100}\right) \cdot 10 = 10,447 \text{ кВ}.$$

Втрата напруги в силовому трансформаторі ТП:

$$\begin{aligned} \Delta U_T &= K_3 (U_a \cos \varphi + U_p \sin \varphi) + \frac{K_3^2}{200} (U_a \sin \varphi - U_p \cos \varphi) = \\ &= 0,7(1,1 \cdot 1 + 5,389 \cdot 0,011) + \frac{0,7^2}{200} (1,1 \cdot 0,011 - 5,389 \cdot 1) = 0,882 \text{ \%} \\ U_a &= \frac{\Delta P_{\text{кз}}}{S_{\text{нт}}} \cdot 100 = \frac{11}{1000} \cdot 100 = 1,1 \text{ \%}. \end{aligned}$$

$$U_p = \sqrt{U_k^2 - U_a^2} = \sqrt{5,5^2 - 1,1^2} = 5,389 \text{ \%}.$$

Визначимо регулювальне відгалуження ПБЗ, на якому буде працювати силовий трансформатор.

Додаток напруги від трансформатора за умови, що $V_{5\text{баз}} = +5 \text{ \%}$:

$$\delta U_T = V_{5\text{баз}} - V_4 + \Delta U_T = 5 - 4,467 + 0,8823 = 1,41 \text{ \%}.$$

Вибираємо найближче стандартне значення додатку напруги трансформатора $\delta U_{T,\text{ст}} = 0 \text{ \%}$. В такому випадку усталене відхилення напруги на низьковольтній обмотці трансформатора складатиме:

$$V_5 = V_4 - \Delta U_T + \delta U_{T,\text{ст}} = 4,467 - 0,8823 + 0 = 3,584 \text{ \%}.$$

Напруга в т. 5:

$$U_5 = \left(1 + \frac{V_5}{100}\right) U_{\text{ном}} = \left(1 + \frac{3,584}{100}\right) \cdot 0,38 = 0,394 \text{ кВ}.$$

Результати розрахунку значень усталених відхилень напруги в мережі для режиму максимальних навантажень зведені в табл. 2.1.

Таблиця 2.1. Результати розрахунку значень усталених відхилень напруги в мережі для режиму максимальних навантажень

Елемент мережі	Потужність		Значення втрати напруги, $\Delta U, \text{ \%}$	Величина додатку напруги $\delta U, \text{ \%}$	Точка схеми	Відхил. напруги, $V, \text{ \%}$	Напруга в точці, $U, \text{ кВ}$
	$P, \text{ кВт}$	$\text{tg}\varphi$					
ПЛ	7383	0,14	4,65	-	2	0,35	35,12
Т	7383	0,15	1,412	5,639	3	4,577	10,45
КЛ	659	0,01	0,11	-	4	4,467	10,44
ТП	659	0,01	0,882	0	5	3,584	0,394

Для режиму мінімальних навантажень розрахунок відхилень напруги в мережі здійснюється аналогічним чином. Слід зазначити, що в мінімальному режимі значення добавки напруги від системи приймають рівним $\delta U_c = 0\%$. В табл. 2.2. приведені результати розрахунків відхилень напруги в мережі для режиму мінімальних навантажень.

Таблиця 2.2. Результати розрахунку значень ustalених відхилень напруги в мережі для режиму мінімальних навантажень

Елемент мережі	Потужність		Значення втрати напруги, $\Delta U, \%$	Величина додатку напруги $\delta U, \%$	Точка схеми	Відхил. напруги, $V, \%$	Напруга в точці, $U, \text{кВ}$
	$P, \text{кВт}$	$\text{tg}\varphi$					
ПЛ	1694	0,002	0,864	-	2	-0,864	34,698
Т	1694	0,002	0,135	1.023	3	0,0245	10,002
КЛ	164	0,011	0,028	-	4	-0,0031	9,9997
ТП	164	0,011	0,207	0	5	-0,2104	0,379

Епюра відхилень напруг в СЕП наведена на рис. 2.13.

Контрольні запитання

1. Які основні причини виникнення ustalених відхилень напруги в системах електропостачання?
2. Як визначається відхилення напруги у відсотках та в абсолютних значеннях?
3. У яких характерних точках електричної мережі промислових підприємств проводять визначення відхилень напруги?
4. Які фактори необхідно враховувати при обчисленні ustalених відхилень напруги в електромережі підприємства?
5. У чому полягає різниця між централізованим та локальним регулюванням напруги?
6. Які основні методи централізованого регулювання напруги застосовуються в електричних мережах?
7. У яких випадках застосовується стабілізація напруги, а коли – зустрічне регулювання?
8. Який принцип роботи установки поздовжньої компенсації та який її вплив на рівень напруги в кінці лінії?

9. У чому полягає суть поперечної компенсації та які джерела реактивної потужності можуть її забезпечувати?

10. Які переваги та недоліки мають трансформатори з перемиканням без збудження (ПБЗ)?

11. У чому полягає основна відмінність трансформаторів з ПБЗ і РПН?

12. Які конструктивні особливості механічних пристроїв РПН та які їх недоліки?

13. Які переваги і недоліки мають тиристорно-механічні та безконтактні пристрої РПН?

14. У чому полягає принцип дії автоматичного регулювання напруги за критерієм мінімуму економічних збитків?

15. За якими формулами визначаються втрати напруги в лініях електропередачі та в силових трансформаторах?

РОЗДІЛ 3

КОЛИВАННЯ НАПРУГИ

В даному розділі підручника приведені загальні відомості про коливання напруги в СЕП, описані методи та технічні засоби зниження коливань напруги, а також описана методика та приклади розрахунку коливань напруги в СЕП.

3.1. Загальні відомості про коливання напруги в СЕП

Коливання напруги представляють собою динамічні зміни ефективного значення напруги, які характеризуються темпом змін від 1-2% за секунду та вище.

Як зазначалось в першому розділі, коливання напруги характеризуються наступними показниками якості електроенергії:

- розмахом зміни напруги δU_t ;
- частотою f та інтервалами часу між наступними один за одним змінами значення напруги $\Delta t_{i, i+1}$ (рис. 3.1);
- дозою флікера, що характеризує інтенсивність мерехтіння освітлювальних приладів, що здійснює шкідливий подразнюючий вплив зору людини.

Розмах напруги визначається як різниця між наступними один за одним екстремальними значеннями огинаючої діючих значень напруги:

$$\delta U_t = U_{\max} - U_{\min}, \quad (3.1)$$

або у відносних одиницях:

$$\delta U_t = \frac{U_{\max} - U_{\min}}{U_{\text{НОМ}}}. \quad (3.2)$$

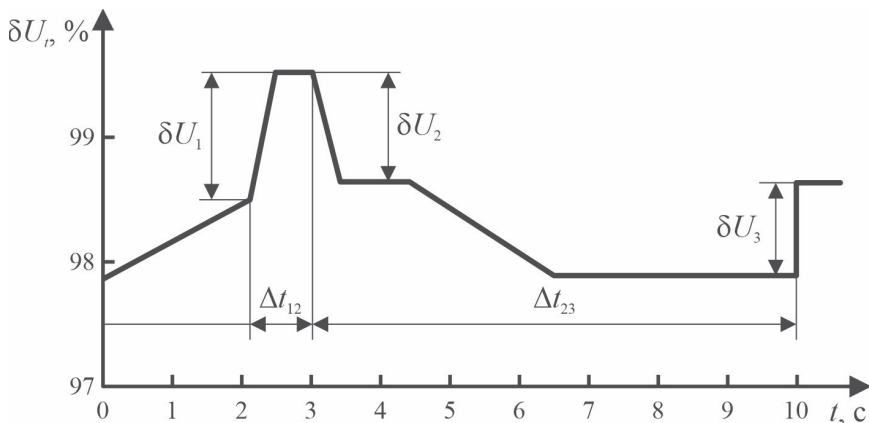


Рис. 3.1. Графік огинаючої діючих значень напруги

Частота змін значень напруги при їх кількості m впродовж часу T визначається за виразом (1/с, 1/год):

$$f = m/T . \quad (3.3)$$

Взаємозв'язок дози флікера та величини потужності коливань напруги описується наступною формулою:

$$P_t = \frac{k}{\theta} \int_{t-\theta}^t dt \int_0^{35} g^2(f) G(f, t) df , \quad (3.4)$$

де $g(f)$ – це амплітудно-частотна характеристика зорового аналізатора людини;

$G(f, t)$ – частотний спектр зміни напруги в момент часу t ;

θ – часовий інтервал усереднення, який враховує ефект пам'яті сприйняття, $\theta = 300$ мс.

Параметр k у даній формулі встановлюється так, аби величина $P_t = 1$ співпадала з межею зорового сприйняття появи дискомфортних відчуттів. Більші показники P_t свідчатимуть про те, що рівень флікеру перевищує рівень його сприйнятливості та може спровокувати дискомфорт.

Величина флікера визначає інтенсивність змін напруги з врахуванням специфічних властивостей візуального і нейронного розпізнавання людиною пульсацій світлового випромінювання ламп розжарювання, які подібні до коливань напруги в мережі. Доза флікера – це безрозмірна величина. Величина ординати стандартної кривої допустимих значень коливань напруги $\delta U_t(f)$ (рис. 3.2, крива 2) відповідає величині дози флікера, розрахованій на десятихвилинному інтервалі із значенням ймовірності 0,99:

$$P_{St} = 1. \quad (3.5)$$

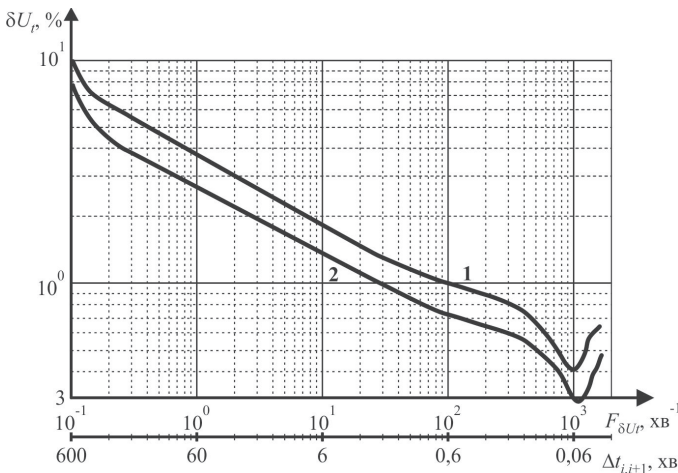


Рис. 3.2. Графіки залежностей значень розмахів змін напруги від частоти їх повторення:
 1 – для звичайних приміщень;
 2 – для приміщень із лампами розжарювання

P_{St} називається також *короткочасною дозою флікера*. В основу сучасних методів нормування коливань напруги МЕК покладено цей підхід.

Перші нормативи виходили з нормування значення $\delta U_t(f)$ згідно з кривими допустимих значень, які були представлені для

приміщень з різними вимогами до освітленості. Зокрема, оцінювалася допустимість середньоквадратичної амплітуди коливань при їх середній частоті або оцінки енергії коливань:

$$D = \int_0^T \sum \delta U_f^2(t) g^2(f) dt, \quad (3.6)$$

де $\delta U_f(t)$ – розмах зміни напруги із частотою f ;

$g(f)$ – амплітудно-частотна характеристика зорового аналізатора.

Нормування коливань напруги ґрунтується на характерних особливостях зорового сприйняття світлового потоку ламп розжарювання, що викликаються коливаннями напруги.

Моделювання зорового сприйняття в процесі коливань напруги здійснюється на основі концепції передачі комплексного сигналу крізь нелінійну динамічну структуру. На підставі багатьох експериментальних досліджень, що тривали протягом багатьох років, було створено амплітудно-частотну характеристику зорового аналізатора, затверджену МЕК (див. рис. 3.3).

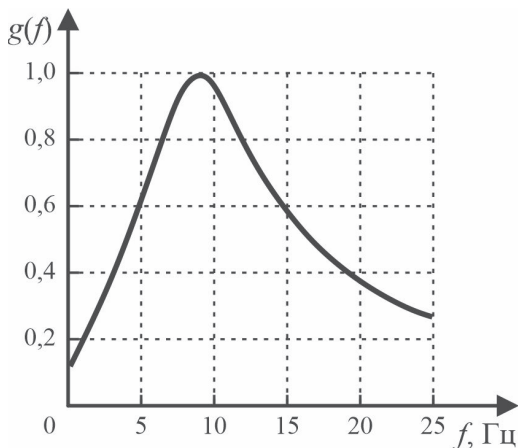


Рис. 3.3. АЧХ зорового аналізатора людини

Показник дози флікера об'єктивно характеризує реакцію людського організму на різноманітні типи варіацій світлового потоку, незважаючи на природу джерела, що викликає такі зміни.

Важливим є визначення часу спостереження. Його можна було б вибрати за тривалістю робочого циклу обладнання, яке створило коливання напруги. Проте рекомендується встановлювати цей параметр постійним, не враховуючи вид джерела, що генерує коливання. Оптимальним часовим періодом вважається проміжок тривалістю 10 хвилин. Величина дози флікера, розрахована для десятихвилинного періоду, позначається як P_{st} .

Як зазначалось в першому розділі, короткочасну або тривалу дозу флікера P , (%)² розраховують в наступний спосіб.

Протягом часового періоду T_{sh} , який становить 10 хвилин, за допомогою флікметра фіксують показники флікера, що відповідають інтегральним ймовірностям: 0,1; 0,7; 1,0; 1,5; 2,2; 3,0; 4,0; 6,0; 8,0; 10,0; 13,0; 17,0; 30,0; 50,0; 80,0 %. Надалі обчислюють згладжені показники флікера P_s , (%)² використовуючи наступні формули:

$$\begin{cases} P_{1s} = \frac{P_{0,7} + P_{1,0} + P_{1,5}}{3}, \\ P_{3s} = \frac{P_{2,2} + P_{3,0} + P_{4,0}}{3}, \\ P_{10s} = \frac{P_6 + P_8 + P_{10} + P_{13} + P_{17}}{5}, \\ P_{50s} = \frac{P_{30} + P_{50} + P_{80}}{3}, \end{cases} \quad (3.7)$$

де P_{1s} , P_{3s} , P_{10s} , P_{50s} – згладжені показники флікера для інтегральної ймовірності, які становлять відповідно 1,0; 3,0; 10; 50 %.

Запропонований десятихвилинний період може застосовуватися для визначення величини дози флікера, яка спричиняється роботою прокатного устаткування, насосного

обладнання та побутових приладів. Для 10-хвилинного інтервалу спостереження доза флікера визначається за виразом:

$$P_{St} = \sqrt{0,0314P_{0,1s} + 0,0525P_{1s} + 0,0657P_{3s} + 0,28P_{10s} + 0,08P_{50s}} \quad (3.8)$$

У випадку, коли коливання напруги зумовлені роботою різкозмінних електричних навантажень, які мають випадковий характер зміни, (зварювальне устаткування, електродвигуни тощо), тривалу дозу флікера P_{Lt} за двогодинний період розраховують на основі набору десятихвилинних показників:

$$P_{Lt} = \sqrt[3]{\frac{1}{12} \sum_{k=1}^{12} (P_{stk})^3}, \quad (3.9)$$

де P_{stk} – короткочасна доза флікера на k -му часовому періоді T_{sh} .

Допустимість амплітуд коливань напруги прямокутної форми (так звана форма меандра) визначається за кривими допустимих значень амплітуд залежно від частоти чи інтервалу між сусідніми амплітудами (рис. 3.2).

3.2. Методи та технічні засоби зниження коливань напруги

До основних методів зниження рівня коливань напруги відносяться:

- схемні рішення;
- застосування спеціальних технічних засобів зниження коливань напруги.

Розглянемо більш детально найбільш поширені схемні рішення та технічні засоби зниження коливань напруги.

3.2.1. Розділення навантажень. Для розділення швидкозмінних і стабільних споживачів можуть застосовуватися різноманітні схемні рішення та технічні засоби. Найпростішим варіантом є застосування зведеного реактора: стабільні та швидкозмінні споживачі приєднуються до різних секцій (обмоток) реактора (рис. 3.4).

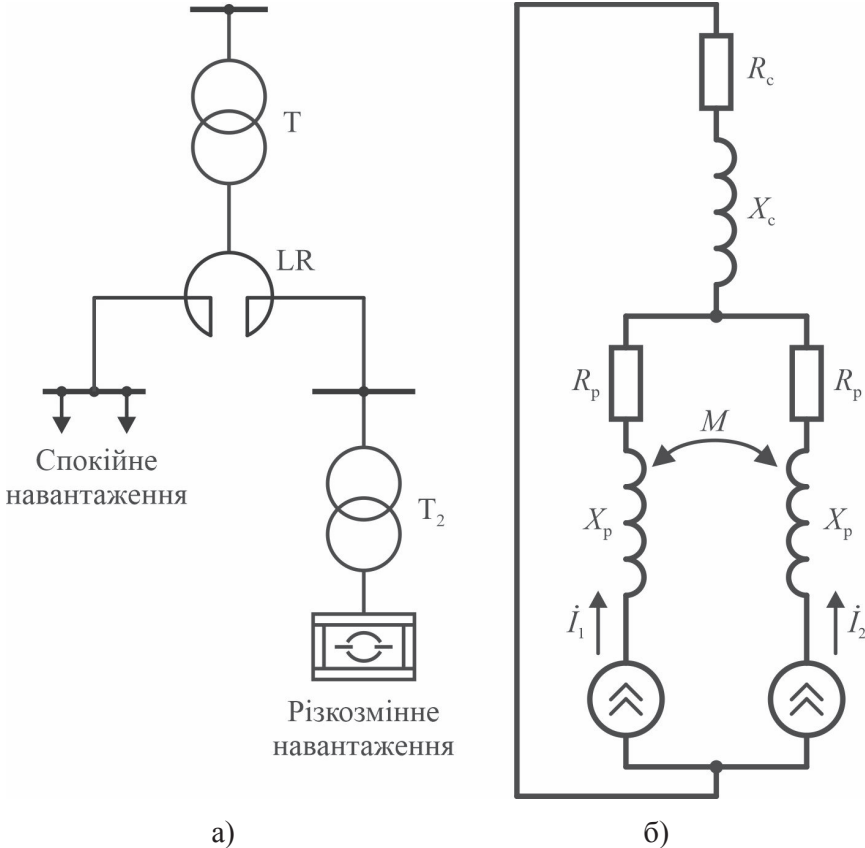


Рис. 3.4. Принципова схема (а) та схема заміщення (б) мережі зі здвоєним реактором

Внаслідок того, що коефіцієнт взаємної індуктивності між секціями $M \neq 0$, зниження напруги у кожній із них при навантажувальних струмах \dot{I}_1 і \dot{I}_2 розраховується згідно з виразом:

$$\Delta \dot{U} = jX_p (\dot{I}_1 - k_m \dot{I}_2) = jX_p (\dot{I}_2 - k_m \dot{I}_1), \quad (3.10)$$

де X_p – значення індуктивного опору секції реактора;

$k_m = M/L$ – коефіцієнт взаємоіндуктивного зв'язку;
 $k_m = 0,5 \dots 0,6$.

У випадку, коли $\dot{I}_1 = \dot{I}_2$, спад напруги становить:

$$\Delta U = I_{1(2)} X_p (1 - k_m). \quad (3.11)$$

Зниження напруги внаслідок взаємоіндуктивного впливу скорочується на 50–60 %. Очевидно, що при $\dot{I}_1 \neq \dot{I}_2$ зниження значення спаду напруги буде меншим. Розмахи зміни напруги залежать від значення опору між джерелом живлення та точкою, до якої підключений реактор.

Використання здвоєного реактора виявляється більш ефективним у випадку, коли $k_m = 1$; це досягається при застосуванні реакторів із сталевим магнітопроводом. За таких умов можна оптимізувати параметри реактора у спосіб, який дозволить усунути вплив зниження напруги, спричиненого навантаженням сусідньої секції в опорі електромережі.

Зв'язок між опорами електромережі X_c і реактора X_p з врахуванням коефіцієнта трансформації $k_{тр}$ між обмотками виражається співвідношенням:

$$X_c = k_{тр} X_p. \quad (3.12)$$

Реактор, опір якого відповідає цьому співвідношенню, називається налаштованим.

Однак при змінах опору системи, які неминуче виникають у практичних умовах, ефективність функціонування реактора знижується. Усунути експлуатаційні порушення роботи системи можна за умови оснащення реактора системою коригування його характеристик, зокрема, через підмагнічування магнітопроводу постійним струмом.

Для розділення швидкозмінних і стабільних навантажень також використовують силові трансформатори з розщепленими обмотками. Схема мережі, в якій швидкозмінні і стабільні

навантаження приєднані до різних обмоток НН трансформатора з розщепленою обмоткою показана на рис. 3.5.

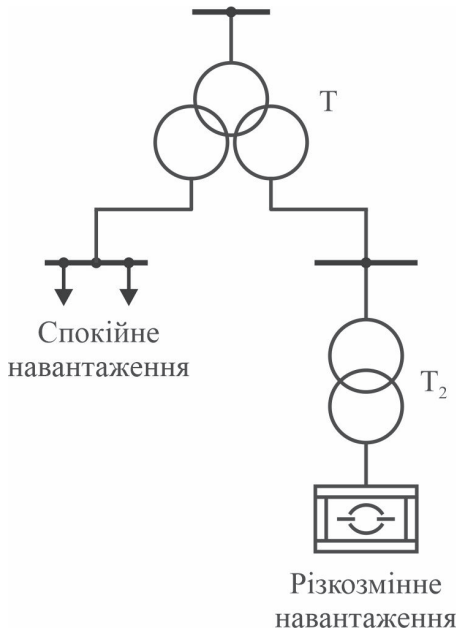


Рис. 3.5. Схема СЕП з різкозмінним навантаженням, що приєднане до трансформатора з розщепленою обмоткою

У випадку приєднання до однієї гілки низьковольтної обмотки трансформатора стабільного навантаження, а до іншої — швидкозмінного, вираз для визначення розмахів зміни напруги матиме вигляд:

$$\delta U_t^{\text{сн}} = \delta U_t^{\text{зн}} \frac{4 - k_{\text{рщ}}}{4 + k_{\text{рщ}}}, \quad (3.13)$$

де $\delta U_t^{\text{сн}}$, $\delta U_t^{\text{зн}}$ — величина розмаху зміни напруги на шині, до яких приєднане спокійне та різкозмінне навантаження відповідно;

$k_{рщ}$ – коефіцієнт розщеплення, який лежить в межах 3,34 – 3,64; зазвичай приймають $k_{рщ} = 3,5$.

При застосуванні силових трансформаторів з розщепленими обмотками в мережах напругою 6-10 кВ, що містять дугові сталеплавильні печі невеликої потужності коливання напруги на шини стабільного навантаження також можуть знаходитись в допустимих межах.

3.2.2. Застосування STATCOM для зниження коливань напруги. STATCOM (Static Synchronous Compensator) являє собою пристрій з категорії FACTS (Flexible AC Transmission Systems), який базується на силовій електроніці та використовує інверторну технологію із застосуванням IGBT або GTO тиристорів. Основним принципом роботи є генерація або поглинання реактивної потужності через управління амплітудою та фазою змінної напруги на виході інвертора відносно системної напруги.

Спрощена схема STATCOM показана на рис. 3.6.

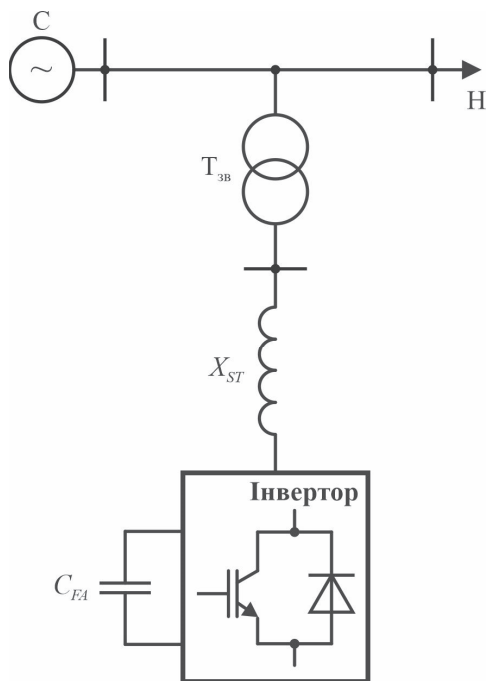


Рис. 3.6. Спрощена схема STATCOM

STATCOM забезпечує стабілізацію напруги через наступні механізми:

- швидке регулювання реактивної потужності: пристрій здатен забезпечити час відгуку менше 10 мс, що дозволяє ефективно компенсувати швидкі коливання напруги, викликані змінами навантаження або роботою дугових печей;

- незалежність від системної напруги: на відміну від традиційних компенсаторів, STATCOM може генерувати номінальну реактивну потужність навіть при зниженій системній нарузі до 0,2 від номінального значення, що є критично важливим під час аварійних режимів;

- двонаправлене регулювання: система може миттєво переключатися між генерацією та поглинанням реактивної потужності залежно від потреб мережі.

Сучасні STATCOM характеризуються:

- діапазоном потужності від кількох Мвар до 300 Мвар;

- коефіцієнтом гармонічних спотворень менше 3%;

- часом відгуку 1-5 мс;

- коефіцієнтом корисної дії понад 97%.

Порівняно з статичними компенсаторами (SVC), STATCOM демонструє наступні переваги:

- відсутність гармонічних спотворень низького порядку;

- менші габарити та вага установки;

- покращена динамічна стійкість системи;

- можливість роботи в широкому діапазоні напруг.

STATCOM є високоефективним рішенням для зниження коливань та стабілізації напруги в сучасних електроенергетичних системах, забезпечуючи покращену якість електроенергії та підвищену надійність енергопостачання.

3.3. Розрахунок коливань напруги

В даному підрозділі розглянуто питання розрахунку параметрів якості електроенергії, що характеризують коливання напруги – розмах зміни напруги і доза флікера.

3.3.1. Розрахунок розмаху зміни напруги. Розмахи зміни напруги можна визначити за відомими коливаннями активного δP і реактивного δQ навантажень та параметрами електричної мережі:

$$\delta U_t = \frac{1}{S_{\kappa}} \left(\delta P \frac{r_c}{x_c} + \delta Q \right), \quad (3.14)$$

де S_{κ} – потужність короткого замикання системи;

r_c і x_c – активний та реактивний опір між джерелом живлення (наприклад, енергосистемою) та точкою підключення різкозмінного навантаження.

Знаючи кидки струму δI різкозмінного навантаження, можна також визначити розмах зміни напруги:

$$\delta U_t = \sqrt{3} \delta I (r_c \cos \varphi + x_c \sin \varphi), \quad (3.15)$$

де φ – кут зсуву між вектором струму δI і вектором напруг у спільній точці.

На рис. 3.7 показано векторну діаграму зміни напруги в спільній точці при зміні струму в мережі:

На рис. 3.7:

\dot{I}_1, \dot{I}_2 – початковий і змінений струми;

$\delta \dot{I}$ – кидок струму;

φ – кут зсуву фаз між напругою \dot{U} та кидком струму $\delta \dot{I}$;

\dot{U}_1 і \dot{U}_2 – напруги при струмах \dot{I}_1 і \dot{I}_2 ;

$\delta \dot{U}_t$ – розмах зміни напруги, спричинений кидком струму $\delta \dot{I}$.

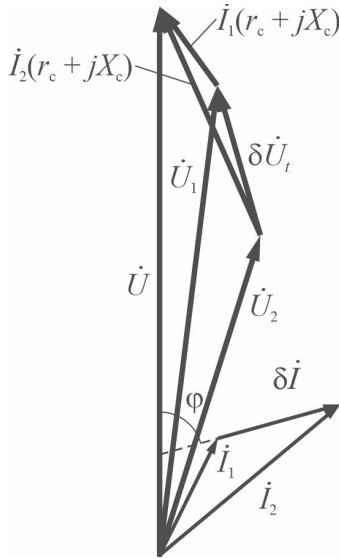


Рис. 3.7. Векторна діаграма зміни напруги в спільній точці при зміні струму в мережі

Для оцінки коливань напруги слід виходити з гранично ймовірного випадку, при якому розмах коливання струму різкозмінного навантаження, наприклад ДСП, дорівнює номінальному струму:

$$\delta I = I_n = \frac{S_{п.т}}{\sqrt{3}U_c} \quad (3.16)$$

де $S_{п.т}$ – номінальна потужність пічного трансформатора.

Враховуючи, що системи електропостачання різкозмінного навантаження великої та середньої потужності мають індуктивний опір x_c майже на порядок більший за активний r_c , а також те, що $\varphi = 70 \dots 75^\circ$, можна прийняти: $\sin \varphi = 1$.

$$\delta U_t = \sqrt{3} \delta I \cdot x_c, \quad (3.17)$$

або у відносних одиницях:

$$\delta U_t = \frac{\sqrt{3}\delta I \cdot x_c}{U_{\text{ном}}} \cdot 100\% = \frac{\delta I}{I_k''} \cdot 100\%, \quad (3.18)$$

де I_k'' – струм короткого замикання енергосистеми, кА.

Розмах зміни напруги в точці приєднання синхронних двигунів до мережі може бути наближено визначений за наступним виразом:

$$\delta U_t = \frac{\Delta Q}{S_k} \cdot 100\%, \quad (3.19)$$

де S_k – значення потужності к.з. в точці приєднання синхронних двигунів до мережі, МВА;

ΔQ – зміна величини реактивного навантаження, Мвар.

Розмах напруги на стороні НН силового трансформатора, що живить різкозмінне навантаження, визначається за виразом:

$$\delta U_t = \frac{\Delta Q}{S_k} \left[1 + \frac{S_k}{S_{\text{нт}}} \cdot \frac{u_{\text{к, \%}}}{100} \right] \cdot 100\%, \quad (3.20)$$

де S_k – потужність к.з. на стороні ВН силового трансформатора, %;

$S_{\text{нт}}$ – номінальна потужність силового трансформатора, МВА;

$u_{\text{к, \%}}$ – напруга к.з. силового трансформатора, %.

Розмах напруги від ДСП визначається наступним чином:

- для випадку однієї печі:

$$\delta U_t = \frac{S_{\text{п.т}}}{S_k} \cdot 100\%, \quad (3.21)$$

де $S_{\text{п.т}}$ – потужність пічного трансформатора;

- для групи однакових печей:

$$\delta U_t = \sqrt[4]{n_p} \frac{S_{п.т}}{S_k} \cdot 100\%, \quad (3.22)$$

де n_p – кількість печей.

- для групи печей різної потужності:

$$\delta U_t = \frac{S_{п.т \max}}{S_k} \sqrt[4]{\sum_{i=1}^n \frac{S_{п.т i}}{S_{п.т \max}}} \cdot 100\%, \quad (3.23)$$

де $S_{п.т \max}$ – найбільше значення номінальної потужності пічного трансформатора в групі з n дугових печей.

3.3.2. Визначення дози флікера. Під час розробки систем електроживлення зі швидкозмінними навантаженнями, здатними спричиняти коливання напруги в розподільчій електромережі, потрібно розраховувати величину дози флікера. Для цього можуть застосовуватись два підходи:

- використання флікерметра для прямого визначення величини дози флікера;
- використання обчислювальних методів.

Розглянемо детальніше другий підхід, який може виявитися корисним не лише на етапі розробки, але й в умовах функціонування систем електроживлення.

За наявності періодичних змін напруги синусоїдального та трикутного характеру у визначених частотних діапазонах можливе застосування кривої граничних величин амплітуд коливань напруги відносно частоти та коефіцієнтів перетворення до еквівалентних прямокутних коливань, для яких побудовано криву граничних параметрів.

Метод встановлення дози флікера через криву граничних параметрів та аналіз Фур'є може використовуватися для дослідження інших періодичних коливань напруги. Інтенсивність флікера може визначатися відносно легко для конкретного типу ізольованих чи повторюваних змін напруги.

Більш універсальний метод базується на встановленні короткочасної дози флікера – P_{St} , яка спричиняється коливаннями

напруги різного характеру. Далі підсумкова доза флікера протягом періоду T обчислюється як результат коливань сходинкоподібної форми P_{Sts} із застосуванням коефіцієнта приведення $F_{пр}$:

$$P_{St} = F_{пр} P_{Sts} . \quad (3.24)$$

У практичній діяльності можливе використання одного із двох методів: встановлення дози флікера через криву граничних параметрів або аналітичним способом.

В першому випадку величина дози флікера визначається за кривою, що приведена на рис. 3.8.

У випадку, коли повторювані сходинкоподібні зміни d_0 виникають із частотою r_0 , доза флікера P_{St0} становитиме величину, яка відповідає ординаті кривої дози флікера. За умови, що при тій самій швидкості повторення амплітуда сходинкоподібної зміни напруги становить d_1 , відповідна величина дози флікера P_{St1} визначатиметься за виразом:

$$P_{St1} = \frac{d_1}{d_0} P_{St0} . \quad (3.25)$$

Аналітичний спосіб використовується у разі наявності повторних збурень із застосуванням співвідношення:

$$P_{St} = 0,365 d F_{пр} r^{0,31} R , \quad (3.26)$$

де d – значення зміни напруги, %;

r – частота зміни напруги, 1/хв;

R – коефіцієнт, що залежить від частоти зміни напруги (рис. 3.9);

$F_{пр}$ – коефіцієнт приведення, що залежить від форми коливань напруги.

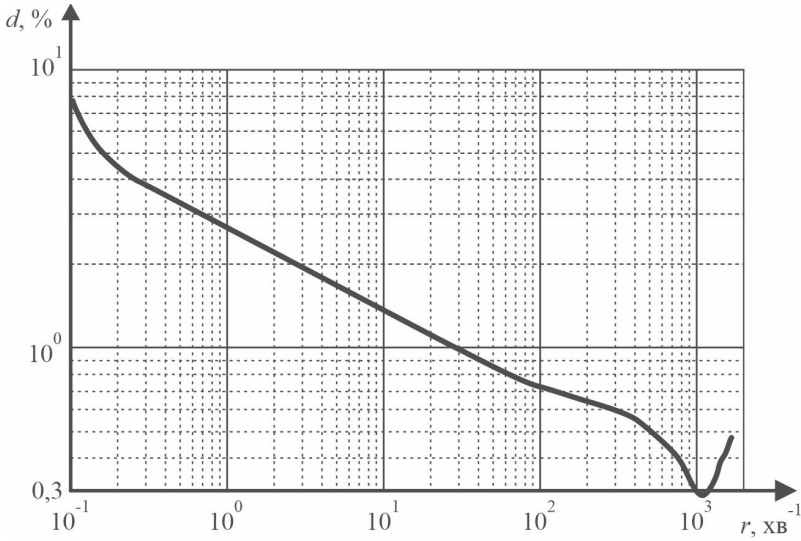


Рис. 3.8. Крива допустимих значень коливань напруги

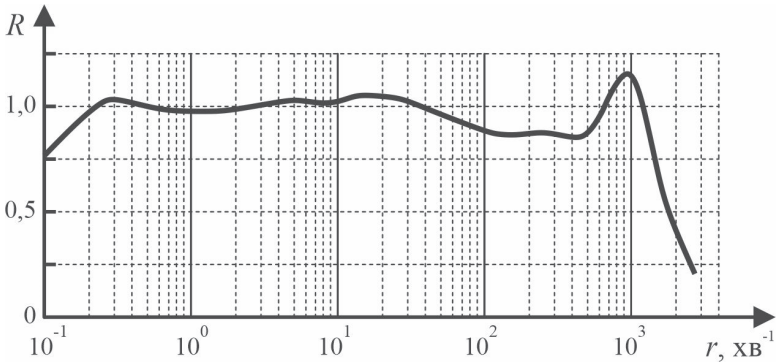


Рис. 3.9. Залежність коефіцієнта R від частоти зміни напруги

Наприклад, якщо електроспоживач спричиняє ступінчасту зміну напруги $\delta U_t = 1\%$ ($d = 1$), з частотою повторення $r = 3$ 1/хв, то, застосовуючи криву рис. 3.8, визначаємо відповідну сходинкоподібну зміну напруги $d_0 = 1,95\%$. При збуреннях $d = 1\%$ маємо:

$$P_{St1} = \frac{1}{1,95} \cdot 1 = 0,51.$$

У випадку аналітичного методу $F_{пр} = 1$, $R \approx 1$, звідки

$$P_{St1} = 0,365 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 3^{0,31} = 0,51.$$

Проаналізуємо визначення коефіцієнта $F_{пр}$ для коливань напруги різного виду.

Прямокутні коливання напруги. Це головний тип збурень, який може застосовуватись як базовий під час визначення дози флікера, що спричинюється циклічно працюючими навантаженнями. Для прямокутних коливань напруги $F_{пр} = 1$.

Похилі та ступінчасті коливання напруги. Такі типи коливань напруги спостерігаються при роботі прокатних станів і електродвигунів, приєднаних до тиристорних перетворювачів. В цьому випадку коефіцієнт $F_{пр}$ можна встановлювати за кривими на рис. 3.10.

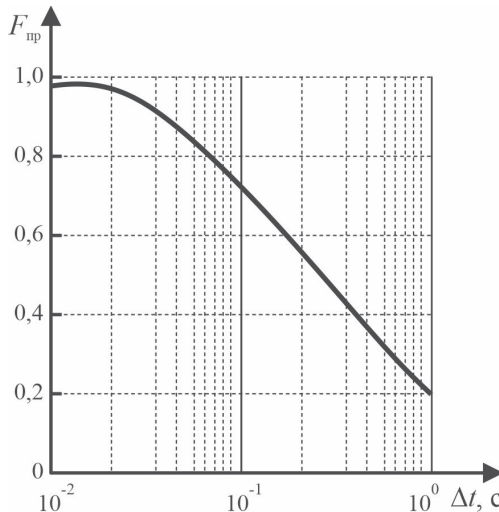


Рис. 3.10. Коефіцієнт приведення $F_{пр}$ для періодичних коливань напруги похилої форми

Наприклад, при періоді коливань напруги, що дорівнює 5 періодів основної частоти ($T = 0,1$ с), доза флікера знижується до величини, що складає приблизно $2/3$ рівня, спричиненого ступінчастою напругою з тим же значенням.

Коливання напруги у електромережах промислових підприємств переважно мають прямокутну (рис. 3.11) чи похилу форму (рис. 3.12) (циклічно функціонуючі навантаження, електричні двигуни, прокатні стани, дугові печі тощо).

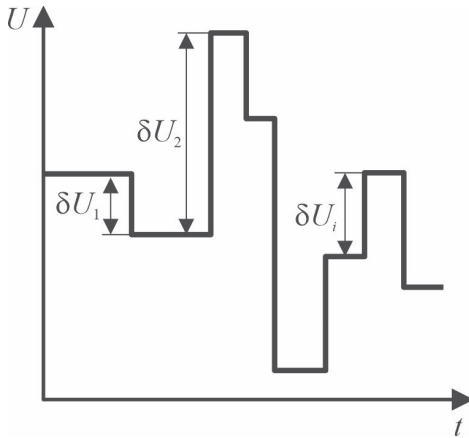


Рис. 3.11. Графік коливань напруги прямокутної форми

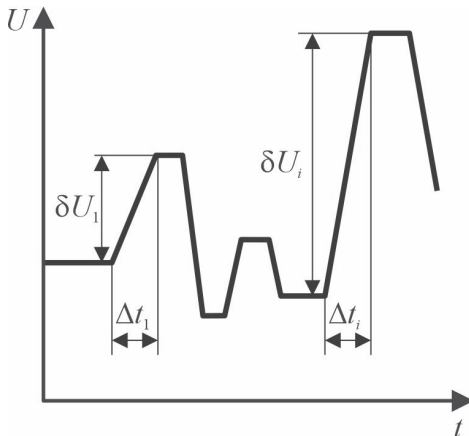


Рис. 3.12. Графік коливань напруги похилої форми

При виникненні коливань напруги прямокутного вигляду можливо розрахувати період флікера для i -го коливання напруги згідно з формулою:

$$t_{\phi i} = 2,3(\delta U_{ti})^{3,2}. \quad (3.27)$$

Маючи інформацію про період сприйняття флікера для кожного з короткотривалих проміжків T_{sh} протягом 10 хвилин, короткочасну дозу флікера можливо розрахувати згідно з формулою:

$$P_{St} = \left(\frac{1}{T_{sh}} \sum_{i=1}^m t_{\phi i} \right)^{\frac{1}{3,2}}, \quad (3.28)$$

де m – кількість коливань напруги на часовому проміжку T_{sh} .

Тривала доза флікера розраховується через середньокубічне значення короткочасних доз флікера протягом періоду T_L тривалістю 2 години:

$$P_{Lt} = \sqrt[3]{\frac{1}{12} \sum_{k=1}^{12} P_{Stk}^3}, \quad (3.29)$$

де P_{Stk} – значення короткочасної дози флікера на k -му інтервалі часу T_{sh} всередині тривалого проміжку часу T_L .

Для випадку похилої форми коливань напруги можливо розрахувати розмахи зміни напруги за виразом:

$$\delta U_{t_{\text{пр}i}} = F_{\text{пр}i} \delta U_i, \quad (3.30)$$

де $F_{\text{пр}i}$ – коефіцієнт приведення (рис. 3.10).

Залежність значення коефіцієнта $F_{\text{пр}}$ від тривалості ділянки Δt має вигляд:

$$F_{\text{пр}} = \frac{1}{6,646 - 5,725 e^{-\Delta t}}. \quad (3.31)$$

У загальних умовах (за наявності коливань напруги прямокутного та похилого вигляду) можливо застосувати інженерний підхід до обчислення коливань напруги. Даний підхід дозволяє використання для визначення короткочасної та тривалої доз флікера як для періодичних, так і для неперіодичних коливань.

Алгоритм визначення дози флікера полягає в наступному:

1. Протягом часового періоду вимірювань (мінімум 24 години) виокремлюються довготривалі проміжки спостереження $T_L = 2$ години, які відповідають етапам максимальних коливань напруги за амплітудою та чисельністю.

2. Тривалі проміжки вимірювань T_L поділяють на 12 короткочасних десятихвилинних інтервалів $T_{sh} = 10$ хв.

3. На кожному з цих короткочасних інтервалів T_{sh} розраховуються розмахи зміни напруги δU_{ti} і тривалості Δt_i коливань напруги мережі.

4. Усі величини розмахів зміни напруги δU_{ti} приводяться до коливань в формі меандру згідно формул (3.30), (3.31).

5. Розраховується період сприйняття флікера для кожного коливання напруги:

$$t_{\phi i} = 2,3 (\delta U_{\text{пр}i})^{3,2} = 2,3 \left(\frac{\delta U_{ti}}{6,646 - 5,725 e^{-\Delta t_i}} \right)^{3,2}.$$

6. Для кожного короткочасного проміжку T_{sh} розраховується короткочасна доза флікера:

$$P_{Stk} = \sqrt[3,2]{\frac{1}{T_{sh}} \sum_{i=1}^m t_{\phi i}} = \sqrt[3,2]{\frac{2,3}{T_{sh}} \sum_{i=1}^m \left(\frac{\delta U_{ti}}{6,646 - 5,725 e^{-\Delta t_i}} \right)^{3,2}}.$$

7. Для кожного тривалого проміжку T_L розраховується тривала доза флікера:

$$P_{Lt} = \sqrt[3]{\frac{1}{12} \sum_{k=1}^{12} P_{Stk}^3} .$$

8. Значення короткочасної P_{St} та тривалої P_{Lt} доз флікера порівнюються з відповідними нормованими величинами.

У проектній практиці постає потреба в оцінюванні дози флікера у точках мережі, з'єднаних через трансформатори, повітряні або кабельні лінії з вузлом вентиляного перетворювального пристрою.

Елементи електричної мережі характеризуються здебільшого індуктивним характером, в зв'язку з чим форма коливань напруги у точках 220 кВ та 0,4 кВ з високою достовірністю відтворює форму коливань напруги первинного джерела. Їхні амплітуди у складних точках електромережі знижуються пропорційно величині $k_u^{(n)}$ – коефіцієнту передавання за напругою або коефіцієнту розподілення напруг між точками джерела коливань напруги та n -им пунктом.

Отже визначення дози флікера у точках, з'єднаних з джерелом коливань напруги, за таких умов може здійснюватися згідно з формулою:

$$P_{St}^{(n)} = P_{St}^{(u)} k_u^{(n)} , \quad (3.32)$$

де $P_{St}^{(u)}$ – доза флікера у вузлі з джерелом коливань напруги.

На рис. 3.13 як приклад наведено спрощену схему електроживлення прокатного виробництва: генератор коливань – вентиляний перетворювач прокатного підприємства, який являє собою швидкозмінне навантаження.

На рис. 3.13:

$T_{зв}$ – трансформатор зв'язку з енергосистемою;

$T_1 - T_m$ – трансформатори, які живлять інших електроспоживачів підстанції.

Коефіцієнт розподілу напруг (دوزи флікера) на стороні 220 кВ мережі, схема якої зображена на рис. 3.13, розраховується за формулою:

$$k_u^{(n)} = \frac{x_{к.з.}}{x_{к.з.} + x_{Т1}}, \quad (3.33)$$

де $x_{к.з.}$ – опір короткого замикання системи живлення.

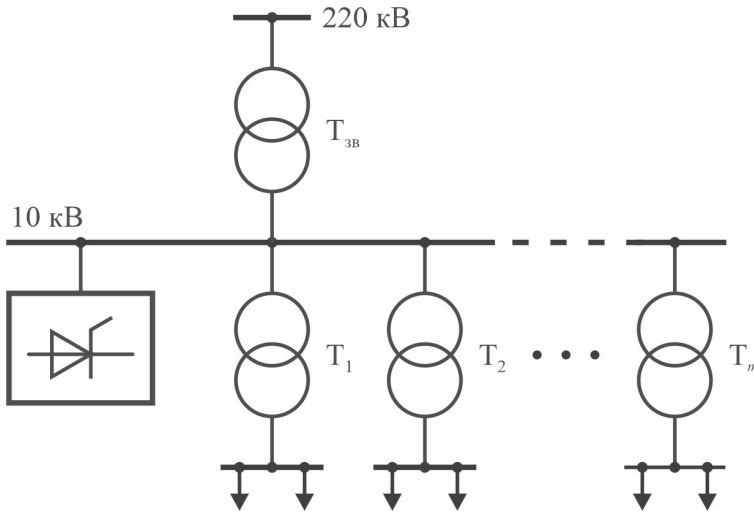


Рис. 3.13. Спрощена схема електропостачання прокатного цеху

Наявність окремих конденсаторних батарей або перемикаючих елементів у структурі фільтро-компенсаційних установок певною мірою зменшує точність визначення $k_u^{(n)}$. За таких обставин величину $k_u^{(n)}$ доцільно знижувати на 5 – 10 %.

3.4. Приклади розрахунку коливань напруги в СЕП

Приклад 1. Визначити розмах зміни напруги в електричній мережі слябінга. Потужність короткого замикання мережі напругою 10 кВ складає $S_k = 300$ МВА. Графік зміни реактивного навантаження показано на рис. 3.14.

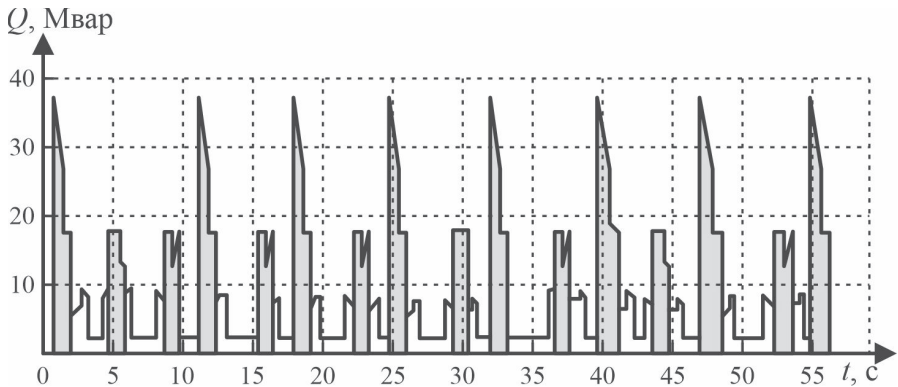


Рис. 3.14. Графік зміни реактивного навантаження слябінга

Використаємо метод, що застосовується для прямокутних коливань напруги.

1. У відповідності з графіком реактивного навантаження $Q(t)$, приведеному на рис 3.14, розмахи зміни напруги складають:

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

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

...

$$\delta U_{t60} = \frac{\delta Q_1}{S_k} \cdot 100\% = \frac{18}{300} \cdot 100\% = 6\%.$$

2. Визначаємо значення суми з урахуванням лише вертикальних ділянок графіка $Q(t)$:

$$\sum_{i=1}^k \delta U_{ii}^3 = 21760.$$

3. Еквівалентна частота коливань складає:

$$r = \frac{1}{T} = \frac{1}{1} = 1 \text{ хВ}^{-1}.$$

4. Допустимий розмах коливань напруги згідно кривої 1 на рис. 3.8 складає:

$$d_0 = \delta U_t^{\text{доп}}(1) \approx 3,8.$$

5. Короткочасна доза флікера складає:

$$P_{St} = \frac{\sqrt[3]{\sum_{i=1}^k \delta U_{ii}^3}}{d_0} = \frac{\sqrt[3]{21760}}{3,8} = 7,347 > 1.$$

Приклад 2. Розрахувати розмах зміни напруги на шинах 35 кВ схеми, зображеної на рис. 3.15. Потужність короткого замикання на шинах 35 кВ складає $S_K = 2000$ МВА. Номінальні потужності пічних трансформаторів Т1 – Т4: $S_{T1} = S_{T2} = S_{T3} = S_{T4} = 32$ МВА.

Розмах зміни напруги на шинах 35 кВ:

$$\begin{aligned} \delta U_t &= \frac{S_{\text{п.т max}}}{S_K} \sqrt[4]{\sum_{i=1}^n \frac{S_{\text{п.т } i}}{S_{\text{п.т max}}}} \cdot 100\% = \\ &= \frac{32}{2000} \cdot \sqrt[4]{\frac{32}{32} + \frac{32}{32} + \frac{32}{32} + \frac{32}{32}} \cdot 100\% = 2,26\% > 1\% \end{aligned}$$

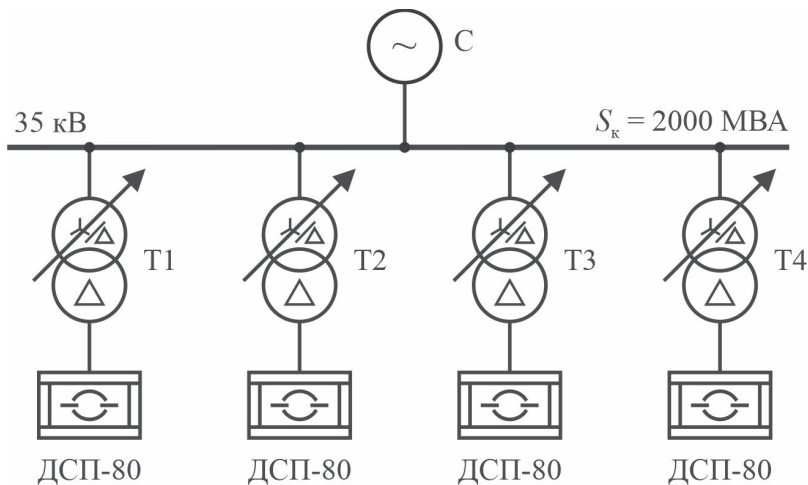


Рис. 3.15. Схема електропостачання мережі 35 кВ з ДСП

Контрольні запитання

1. Як визначаються коливання напруги в системах електропостачання та якими показниками вони характеризуються?
2. Що таке розмах коливань напруги та як його можна обчислити у відносних одиницях?
3. Яким чином визначається частота змін значень напруги?
4. Що таке доза флікера та який вплив вона чинить на органи зору людини?
5. У чому полягає різниця між короткочасною та тривалою дозою флікера?
6. Які методи нормування коливань напруги покладено в основу стандартів МЕК?
7. Які особливості має амплітудно-частотна характеристика зорового аналізатора людини?
8. Чому для визначення дози флікера обирається 10-хвилинний період спостереження?
9. Які основні схемні рішення застосовуються для зниження коливань напруги?

10. У чому полягає принцип дії зведеного реактора та які його переваги?

11. Які особливості застосування трансформаторів з розщепленими обмотками для зменшення коливань напруги?

12. Які переваги STATCOM у порівнянні зі статичними компенсаторами (SVC) у зниженні коливань напруги?

13. За якими формулами визначається розмах зміни напруги при коливаннях активного та реактивного навантаження?

14. Які методи можуть застосовуватися для визначення дози флікера: експериментальні та розрахункові?

15. Як розрахувати дозу флікера у точках мережі, з'єднаних із джерелом коливань напруги через трансформатори або лінії електропередачі?

РОЗДІЛ 4

НЕСИМЕТРІЯ НАПРУГ

В даному розділі підручника приведена загальна характеристика несиметричних режимів СЕП, описані технічні засоби симетрування напруг, а також описана методика та приклад розрахунку несиметрії в СЕП.

4.1. Загальна характеристика несиметричних режимів СЕП

Несиметричним режимом функціонування трифазної електричної системи вважається режим, за якого умови роботи фаз відрізняються. Несиметричні режими можуть мати довготривалі та короткочасний характер. Короткочасні несиметричні режими зумовлені аварійними явищами, а довготривалі викликаються присутністю несиметрії в елементах електромережі.

Причинами несиметричних режимів можуть бути:

- несиметричність генераторів струму;
- неповнофазні режими компонентів електромереж;
- електроспоживачі з різними однофазними навантаженнями.

Варто відзначити, що розвиток промислового та муніципального енергозабезпечення відзначається збільшенням чисельності та потужності електричних установок з несиметричним навантаженням, що негативно впливає на функціонування інших електроспоживачів.

Несиметрія буває поздовжньою, зумовленою пофазним відмиканням ліній та силових трансформаторів, а також поперечною, що викликається несиметрією фазних навантажень.

Несиметрія може бути однофазною та багатофазною. При чому багатофазну несиметрію зазвичай розглядають як сукупність однофазних несиметрій.

Для дослідження та обчислення несиметричних режимів у трифазних електромережах здебільшого використовується метод

симетричних складових. Даний метод ґрунтується на поданні трифазної несиметричної системи параметрів як суми трьох симетричних складових, які відрізняються черговістю зміни фаз (пряма, зворотна та нульова послідовності):

$$\dot{U}_1 = \frac{1}{3}(\dot{U}_A + a\dot{U}_B + a^2\dot{U}_C), \quad (4.1)$$

$$\dot{U}_2 = \frac{1}{3}(\dot{U}_A + a^2\dot{U}_B + a\dot{U}_C), \quad (4.2)$$

$$\dot{U}_0 = \frac{1}{3}(\dot{U}_A + \dot{U}_B + \dot{U}_C), \quad (4.3)$$

де \dot{U}_1 – вектор напруги прямої послідовності;

\dot{U}_2 – вектор напруги зворотної послідовності;

\dot{U}_0 – вектор напруги нульової послідовності;

$\dot{U}_A, \dot{U}_B, \dot{U}_C$ – вектори фазних напруг;

$a = e^{j\frac{2\pi}{3}}$ – оператор повороту.

Графічна ілюстрація методу симетричних складових наведена на рис. 4.1.

Несиметрія лінійних напруг спричиняється присутністю складових зворотної послідовності, а нерівномірність фазних напруг зумовлюється наявністю складових зворотної та нульової послідовності.

Найпоширенішою в електричних мережах є несиметрія, спричинена навантаженням, потужність якого для різних фаз є неоднаковою: індукційні печі, електротранспорт, різноманітні однофазні двигуни та ін.

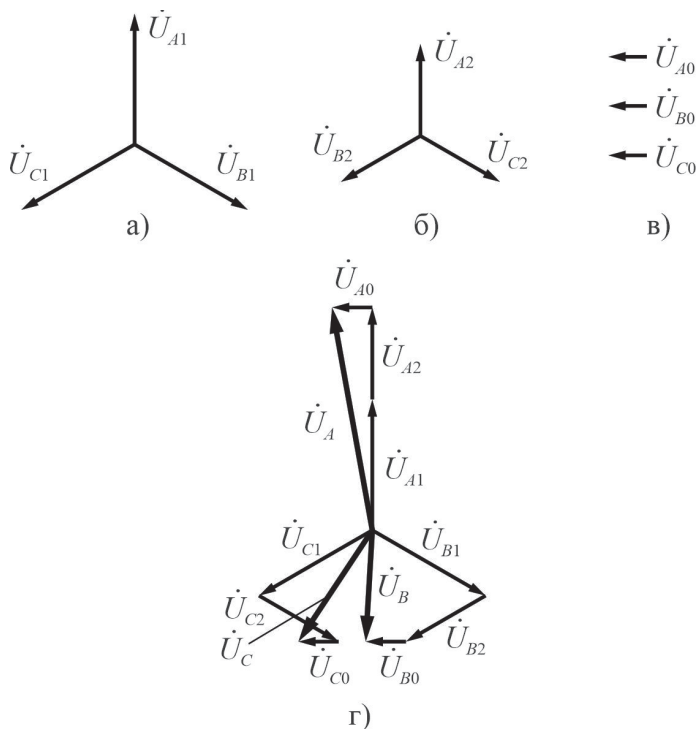
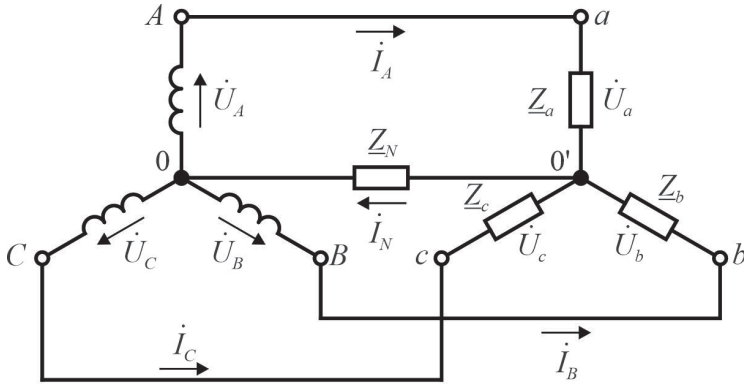


Рис. 4.1. Ілюстрація до методу симетричних складових

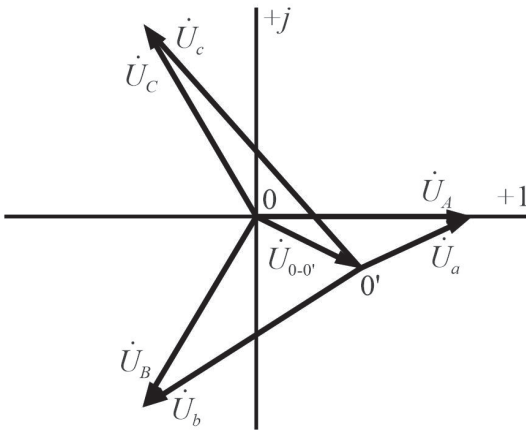
Електричні мережі залежно від класу напруги характеризуються різним конструктивним виконанням і відповідно неоднаково реагують на наявність несиметричних навантажень.

Електричні мережі промислових, муніципальних та аграрних споживачів на напругу до 1000 В реалізуються у три- та чотиридротовому виконанні. Режими функціонування подібних мереж за симетричного навантаження ідентичні, а за несиметричного відрізняються.

За нерівномірного навантаження електромережі між фазами, симетрія напруги і струмів у окремих точках мережі порушується. Припустимо, що до силового трансформатора з симетричними напругами фаз \dot{U}_A , \dot{U}_B , \dot{U}_C , опори фазних обмоток якого незначні, приєднано несиметричне навантаження з фазними опороми $|Z_a| \neq |Z_b| \neq |Z_c|$ та опором Z_0 нульового дроту (рис. 4.2).



а)



б)

Рис. 4.2. Несиметрія напруг в трифазній чотирипровідній системі:
а) схема заміщення мережі; б) векторна діаграма напруг

Напруга між вузлами 0 і 0' схеми розраховується наступним чином:

$$\dot{U}_{0-0'} = \dot{I}_N Z_N, \quad (4.4)$$

звідки

$$\dot{I}_N = \frac{\dot{U}_{0-0'}}{\underline{Z}_N} = \dot{U}_{0-0'} \underline{Y}_N. \quad (4.5)$$

Враховуючи, що провідність $\underline{Y} = 1/\underline{Z}$, маємо:

$$\begin{aligned} & \dot{I}_A + \dot{I}_B + \dot{I}_C - \dot{I}_N = \\ & = (\dot{U}_A - \dot{U}_{0-0'}) \underline{Y}_a + (\dot{U}_B - \dot{U}_{0-0'}) \underline{Y}_b + (\dot{U}_C - \dot{U}_{0-0'}) \underline{Y}_c - \dot{U}_{0-0'} \underline{Y}_N. \end{aligned} \quad (4.6)$$

З рівняння (4.6) можна знайти напругу між нейтральними точками трансформатора та навантаження:

$$\dot{U}_{0-0'} = \frac{\dot{U}_A \underline{Y}_a + \dot{U}_B \underline{Y}_b + \dot{U}_C \underline{Y}_c}{\underline{Y}_a + \underline{Y}_b + \underline{Y}_c + \underline{Y}_N}. \quad (4.7)$$

У випадку відсутності нульового провідника $\underline{Y}_N = 1/\underline{Z}_N = 1/\infty = 0$, напругу між вузлами 0 і 0' схеми можна знайти за виразом:

$$\dot{U}_{0-0'} = \frac{\dot{U}_A \underline{Y}_a + \dot{U}_B \underline{Y}_b + \dot{U}_C \underline{Y}_c}{\underline{Y}_a + \underline{Y}_b + \underline{Y}_c}. \quad (4.8)$$

Аналіз векторної діаграми (рис. 4.2 б) показує, що нерівномірне навантаження спричиняє порушення симетрії фазних напруг навантаження. Відповідно, у трифазних чотирипровідних електричних мережах присутні симетричні складові напруги прямої \dot{U}_1 , зворотної \dot{U}_2 та нульової \dot{U}_0 послідовностей.

У розподільних мережах 6–10 кВ вторинні обмотки трансформаторів підстанцій та первинні обмотки знижувальних трансформаторів 6–10/0,4 кВ з'єднані за схемою трикутника. В

таких мережах наявні симетричні складові напруг прямої \dot{U}_1 , та зворотної \dot{U}_2 послідовностей.

4.2. Технічні засоби симетрування напруг в СЕП

Для зниження рівнів несиметрії напруги застосовують ряд методів та технічних засобів, класифікація яких наведена на рис. 4.3.

Для зменшення впливу несиметрії напруги проводиться симетрування напруги, при цьому спеціальні симетрувальні пристрої використовуються лише в тих випадках, коли виявляються недостатні наступні заходи:

- приєднання несиметричних споживачів до частин мережі з максимально високим рівнем потужності короткого замикання;
- виділення несиметричних навантажень значної потужності на окремі трансформатори;
- рівномірний розподіл однофазних навантажень по всіх фазах.

Розподіл споживачів між фазами не в усіх випадках гарантує підтримання рівня несиметрії напруг у встановлених нормативних рамках. Причиною цього є те, що значна частина електротермічного обладнання згідно з технологічними вимогами та експлуатаційними особливостями функціонує в періодичному режимі.

За наявності несиметрії ($K_{2U} > 2\%$) та недостатньої дієвості інших заходів приймається рішення про застосування симетрувальних пристроїв. Такий пристрій одночасно вирішує дві задачі:

- симетрування навантажень;
- компенсація реактивної потужності.

Потужність ємнісного елемента симетрувального пристрою $Q_{\text{сп}}$ вибирають із умов повної компенсації реактивної потужності навантаження ($Q_{\text{сп}} = Q_{\text{н}}$). При цьому додатнє значення $Q_{\text{сп}}$ відповідає індуктивності L , а від'ємне – ємності C .

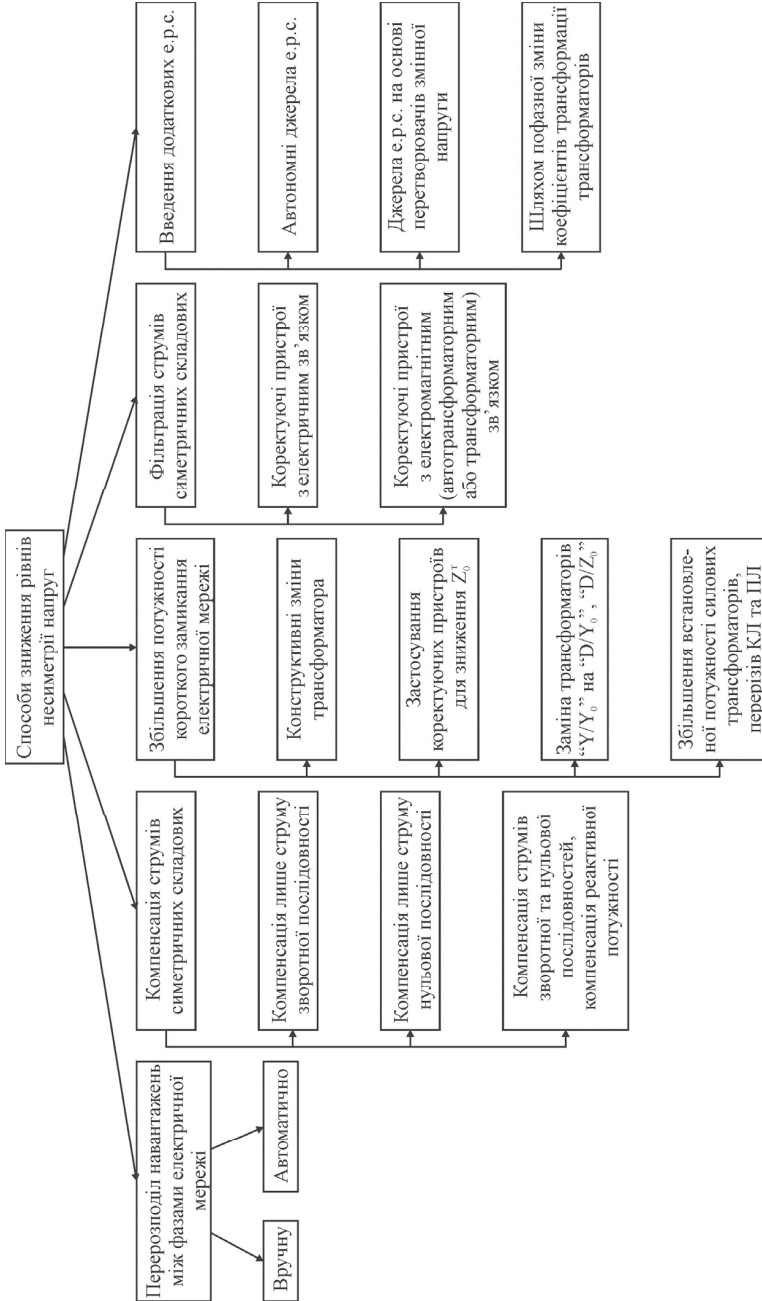


Рис. 4.3. Класифікація способів зниження рівнів несиметрії напруг

Симетрування системи міжфазних напруг трифазної електричної мережі зводиться до зменшення струму зворотної послідовності I_2 , що споживається однофазними навантаженнями і зумовленої цим струмом напруги зворотної послідовності U_2 .

Залежно від розташування симетрувального пристрою виділяють наступні методи симетрування:

- індивідуальний;
- централізований;
- груповий;
- комбінований.

Індивідуальні симетрувальні пристрої розміщуються безпосередньо поряд з несиметричними електроспоживачами. Такий метод забезпечує усунення нерівномірності струмів і напруг прямо в місці підключення навантаження, однак при цьому номінальна потужність силових компонентів симетрувальних пристроїв використовується неефективно.

У випадку централізованого симетрування в системах електропостачання встановлюється один симетрувальний пристрій. Цей спосіб симетрування передбачає встановлення симетрувальних пристроїв меншої потужності, в порівнянні з індивідуальним способом симетрування. Проте, за такого підходу на ділянках СЕП з несиметричними навантаженнями зберігається несиметрія струмів.

При застосуванні групового методу симетрування у різних вузлах електричної системи встановлюється кілька симетрувальних пристроїв, кожен з яких забезпечує симетрію окремої частини мережі з несиметричним навантаженням. Груповий підхід до симетрування об'єднує позитивні та негативні аспекти індивідуального й централізованого методів.

Комбінований спосіб симетрування полягає у поєднанні індивідуального, групового та централізованого способів симетрування струмів і напруг в СЕП.

Симетрувальні пристрої виконуються у керованому та некерованому варіантах відповідно до специфіки режиму роботи споживачів. На сьогоднішній день створено значну кількість схемних рішень симетрувального обладнання з електричними й електромагнітними зв'язками між їх компонентами.

Симетрувальні пристрої трансформаторного типу, як правило, є індивідуальними та нерегульованими. На рис. 4.4 наведена схема живлення двофазного навантаження від симетрувального пристрою трансформаторного типу – трансформатора Скотта, а також векторні діаграми струмів та напруг.

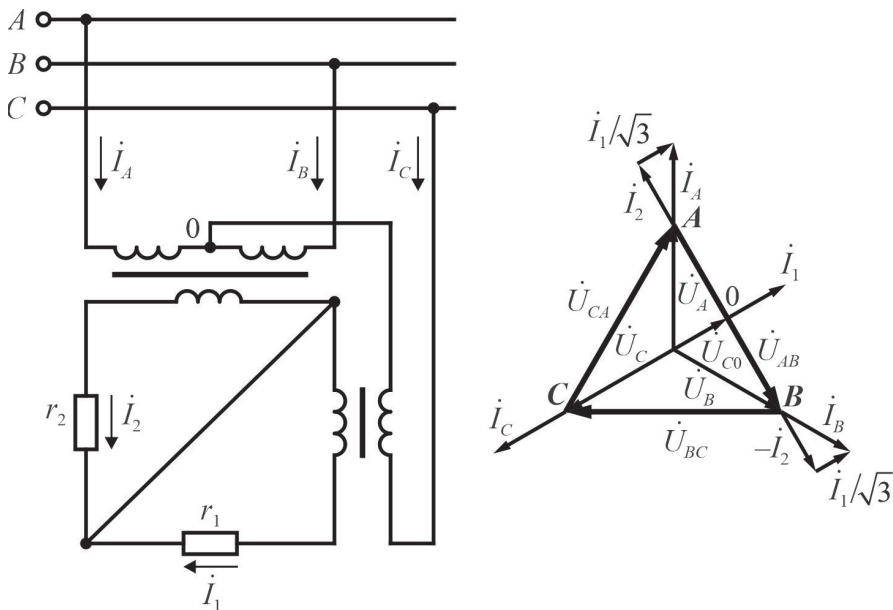


Рис. 4.4. Схема і векторна діаграма струмів і напруг для випадку живлення двофазного електричного навантаження від трансформатора Скотта

Співвідношення витків обмоток трансформатора обирається таким чином, щоб їх вторинні напруги були однаковими, а несиметрія напруг не перевищувала допустимих значень. Ця схема використовується для електропостачання індукційних плавильних печей.

Для симетрування однофазного навантаження, що має індуктивний характер, використовується схема з дроселем-дільником (рис. 4.5).

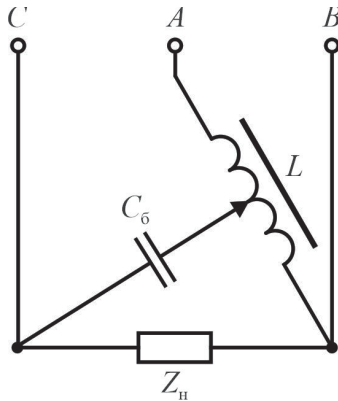


Рис. 4.5. Схема симетрування з реактором-дільником

Симетрувальний пристрій, реалізований за схемою з реактором-дільником, залежно від специфічних вимог може виконуватись у керованому та некерованому виконанні.

Для симетрування однофазних споживачів електроенергії з практично стабільним режимом роботи та коефіцієнтом потужності, наближеним до одиниці (дугові печі непрямого нагрівання, резистивні печі), використовується схема Штейнметца (рис. 4.6).

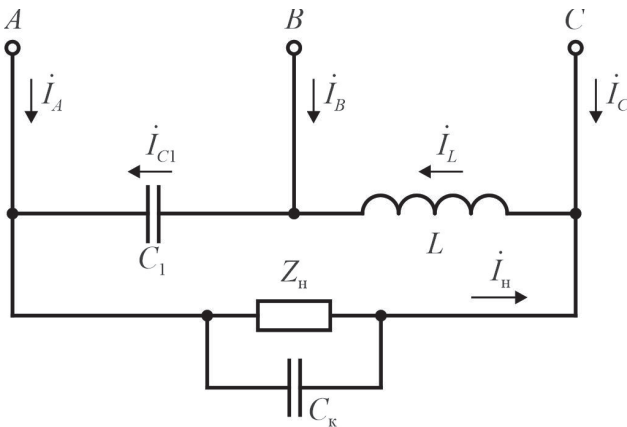


Рис. 4.6. Схема Штейнметца для симетрування однофазного навантаження

Значення потужності конденсаторної батареї C_6 і дроселя L розраховуються виходячи з виразу:

$$Q_C = Q_L = \frac{P_0}{\sqrt{3}}, \quad (4.9)$$

де P_0 – значення активної потужності однофазного електричного навантаження.

На рис. 4.7 показана векторна діаграма струмів та напруг схеми Штейнметца.

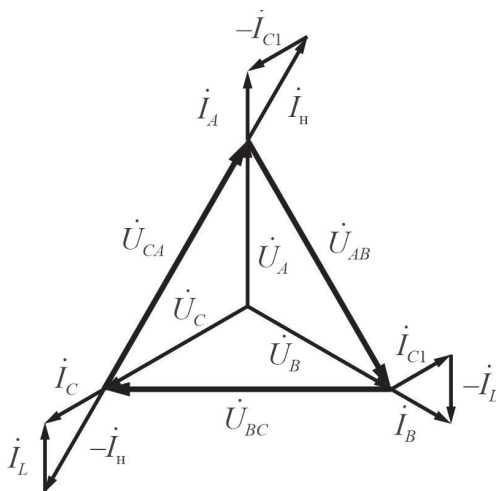


Рис. 4.7. Векторна діаграма струмів та напруг схеми Штейнметца

Компенсація складової струму зворотної послідовності I_2 в схемі Штейнметца виконується завдяки батареї конденсаторів C_1 і дроселю L .

Слід пам'ятати, що ця схема найефективніша при симетруванні активного навантаження. Її можна застосовувати і для симетрування активно-індуктивних навантажень (виключивши зі схеми ємність C_k), але при цьому коефіцієнт потужності зменшується до рівня, нижчого за коефіцієнт потужності

навантаження. В такому випадку величина реактивної потужності симетрувальних елементів обирається виходячи з наступних умов:

$$\begin{cases} Q_L = \frac{2}{\sqrt{3}} S_n \cos\left(\varphi_n - \frac{\pi}{3}\right); \\ Q_C = \frac{2}{\sqrt{3}} S_n \cos\left(\varphi_n + \frac{\pi}{3}\right), \end{cases} \quad (4.10)$$

де S_n – значення повної потужності однофазного електричного навантаження;

φ_n – аргумент комплексу повного опору електричного навантаження.

Керовані симетрувальні пристрої, як і некеровані, здебільшого виконуються за схемою Штейнметца. Вони відрізняються від некерованих пристроїв тим, що потужності конденсаторного блоку й індуктивності регулюються від'єднанням частини секцій паралельно підключених конденсаторів та комутацією відводів дроселя або відключенням окремих індуктивностей.

Симетрування двофазних і трифазних несиметричних електричних навантажень, які характеризуються низьким коефіцієнтом потужності, може бути реалізоване шляхом застосування трифазної несиметричної конденсаторної батареї (рис. 4.8).

Як правило, реактивні потужності конденсаторних елементів по окремих фазах можуть відрізнятися між собою:

$$Q_{C_{AB}} \neq Q_{C_{BC}} \neq Q_{C_{CA}}. \quad (4.11)$$

Симетричні трифазні конденсаторні установки здійснюють компенсацію виключно реактивної компоненти струму, не змінюючи при цьому активну компоненту.

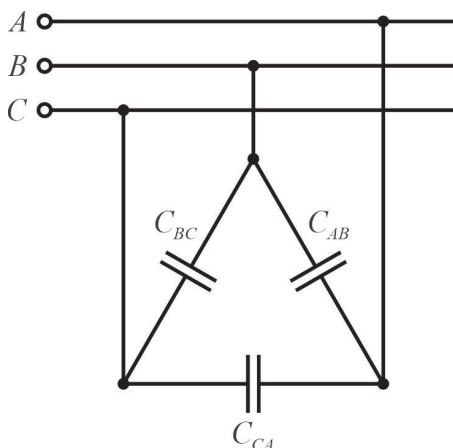


Рис. 4.8. Принципова схема симетрування нерівномірного трифазного навантаження з застосуванням несиметричної батареї конденсаторів

При використанні симетрувальних пристроїв слід мати на увазі, що їх встановлення спричиняє додаткові капіталовкладення та експлуатаційні витрати. Тому, іноді може бути економічно виправдано використовувати трансформатор зі схемою з'єднання обмоток «зірка-зигзаг з нулем» без використання симетрувального пристрою замість силового трансформатора зі схемою з'єднання обмоток «зірка-зірка з нулем» в комплексі з симетрувальним пристроєм. Крім того, можна замість симетрувальних пристроїв з магнітними зв'язками між елементами застосовувати силовий трансформатор із пофазним регулюванням напруги.

У випадку різкозмінного навантаження, яке генерує вищі гармоніки та характеризується змінною несиметрією по фазах, виконувати симетрування описаними вище методами не вдасться.

Прикладами таких навантажень можуть бути дугові та рудотермічні печі, установки зварювання, залізничний транспорт на змінному струмі. Це, як правило, досить потужні споживачі, і проблема нормалізації якості електроенергії в мережах живлення таких споживачів важлива і актуальна.

Для одночасного вирішення задачі підвищення якості електроенергії і компенсації реактивної потужності можливо використовувати багатофункціональні фільтро-симетрувальні пристрої (ФСП). ФСП побудований на основі статичних тиристорних компенсаторів, тиристорних ключів, лінійних реакторів та регульованих батарей конденсаторів. ФСП мають достатню швидкодію, захищені від вищих гармонік і не містять рухомих частин. Зазначені характеристики є перевагами ФСП в порівнянні з швидкодіючими синхронними компенсаторами та нерегульованими батареями конденсаторів.

Принцип дії багатофункціонального ФСП пристрою можна пояснити, скориставшись схемою на рис. 4.9.

Вимірювальні трансформатори струму та напруги (TA , TU) дозволяють передати миттєві значення струмів i_A , i_B , i_C та напруг u_A , u_B , u_C , а також після перетворювачів активної P_A , P_B , P_C та реактивної Q_A , Q_B , Q_C потужностей у систему автоматичного керування ФСП.

Тиристорно-реакторна група, що містить тиристорні ключі $VD1$, $VD2$, $VD3$ та реактори $LR1$, $LR2$, $LR3$, керується системами автоматичного керування САР-1, САР-2, САР-3.

Фільтрокомпенсуючі пристрої ФКП-1 і ФКП-2 являють собою комбіновані трифазні багатополюсні фільтри 3, 5, 7-ї гармонік, що включають реактори $L1$, $L2$ і батареї конденсаторів $БК1$, $БК2$ з вакуумними вимикачами $QW1$, $QW2$.

Система керування регулює реактивну потужність кожної фази компенсатора, змінюючи кути відкриття вентилів $VD1$, $VD2$, $VD3$, причому регулюється не ємність, а індуктивність. Фільтрокомпенсуючі пристрої налаштовані на певну постійну потужність ємностей, а регульовані реактори знижують цю потужність до рівня, який необхідний для підтримки заданої напруги в кожній фазі.

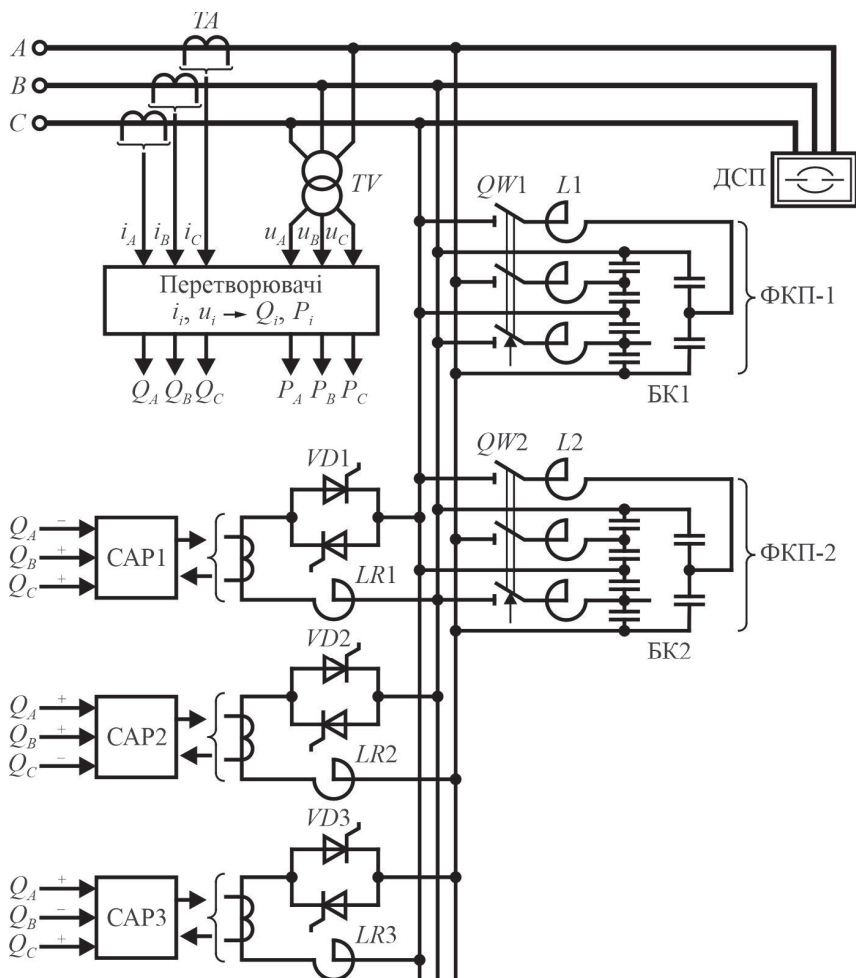


Рис. 4.9. Схема багатofункціонального швидкодіючого статичного компенсуючого і симетрувального пристрою

4.3 Засоби автоматичного керування несиметричними режимами СЕП

Як було зазначено вище, за допомогою симетрокомпенсувальних пристроїв (СКП) можна спільно вирішувати

задачі симетрування струмів (напруг) та компенсації реактивної потужності. В залежності від режиму роботи нейтралі РЕМ будуть відрізнятися симетричні складові струмів і напруг. Так, для електричної мережі з ізольованою нейтраллю характерна наявність симетричних складових прямої і зворотної послідовностей, а для електричної мережі з глухозаземленою нейтраллю – прямої, зворотної та нульової послідовностей.

Узагальнена структурна схема СКП для трифазної трипровідної мережі наведена на рис. 4.10, а для чотирипровідної – на рис. 4.11.

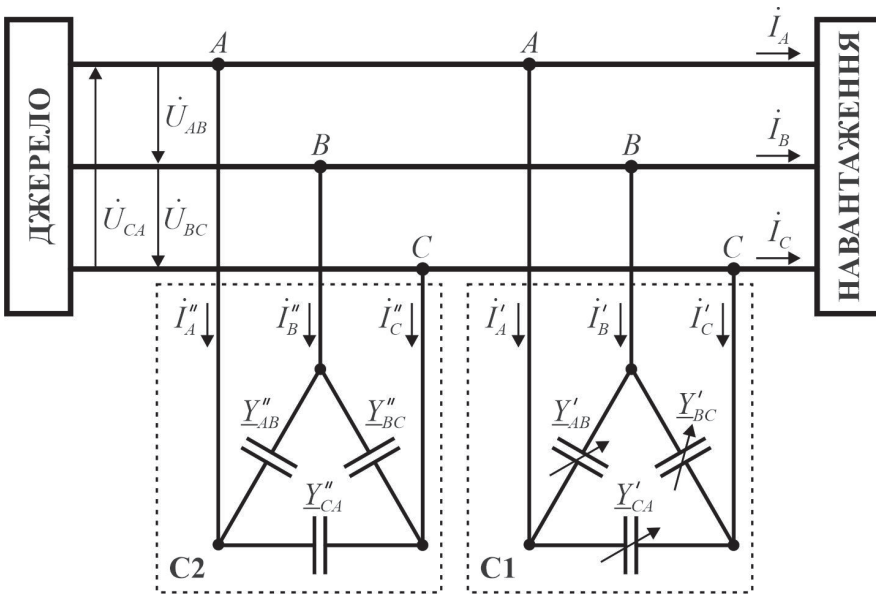


Рис. 4.10. Узагальнена структурна схема СКП для трифазної трипровідної мережі

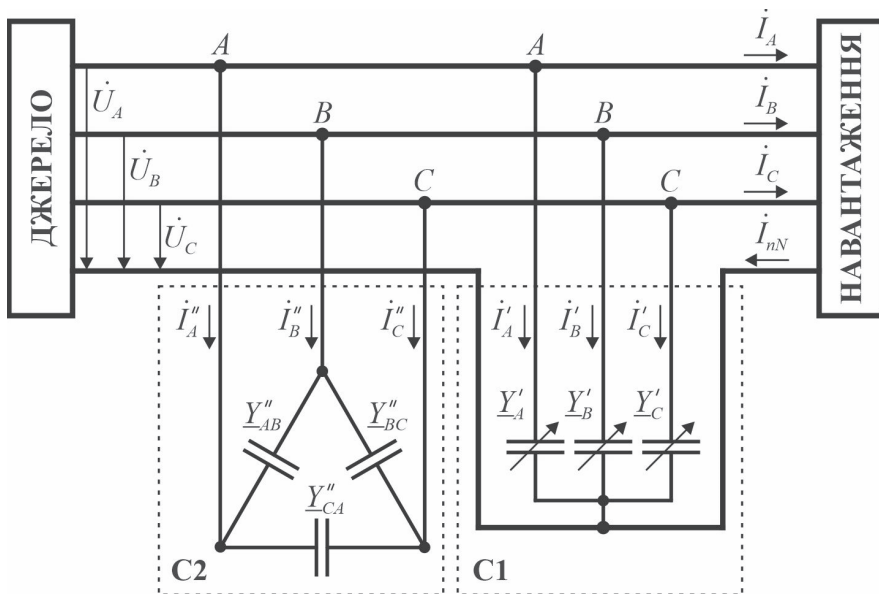


Рис. 4.11. Узагальнена структурна схема СКП для трифазної чотирипровідної мережі

На рис. 4.10, 4.11:

«ДЖЕРЕЛО» – трифазне джерело живлення;

«НАВАНТАЖЕННЯ» – несиметричне трифазне навантаження;

C1 – несиметрична (регульовальна) частина СКП;

C2 – симетрична частина СКП;

$\dot{U}_{AB}, \dot{U}_{BC}, \dot{U}_{CA}$ – лінійні напруги джерела живлення;

$\dot{U}_A, \dot{U}_B, \dot{U}_C$ – фазні напруги джерела живлення;

$\underline{Y}'_{AB}, \underline{Y}'_{BC}, \underline{Y}'_{CA}$ – реактивні провідності фаз несиметричної частини СКП (рис. 4.10);

$\underline{Y}''_{AB}, \underline{Y}''_{BC}, \underline{Y}''_{CA}$ – реактивні провідності фаз симетричної частини СКП;

$\underline{Y}'_A, \underline{Y}'_B, \underline{Y}'_C$ – реактивні провідності фаз несиметричної частини СКП (рис. 4.11);

$\dot{I}_A, \dot{I}_B, \dot{I}_C$ – фазні струми в колі навантаження;

I'_A, I'_B, I'_C – фазні струми в колі несиметричної частини СКП;
 I''_A, I''_B, I''_C – фазні струми в колі симетричної частини СКП;
 I_{nN} – струм в нульовому провіднику.

Як можна побачити з рис. 4.10 і 4.11 СКП складається з двох структурних частин: симетричної С2 та несиметричної С1. Симетрична частина СКП слугує для компенсації реактивної потужності, а несиметрична – для симетрування струмів (напруг).

В залежності від вибору інформативних параметрів САК СКП будуть відрізнятися закони керування і, як наслідок, структура самої САК. В якості інформативних параметрів САК СКП можуть бути використані:

- провідності і потужності фаз навантаження;
- струми і напруги фаз навантаження.

Розглянемо більш детально САК СКП для кожного із зазначених випадків.

Алгоритм керування СКП, за якого досягається симетрування струмів (напруг) зворотної послідовності та заданий коефіцієнт активної потужності ($\cos\varphi$) для трифазної трипровідної мережі, що використовує в якості інформативних параметрів провідності і потужності фаз навантаження, описується наступними співвідношеннями:

$$\begin{cases} b_{AB} = \Delta b_{AB} + b_0'' = -\frac{1}{3U^2} \left[\frac{Q}{3} + \frac{2}{\sqrt{3}} (P_A - P_B) \right]; \\ b_{BC} = \Delta b_{BC} + b_0'' = -\frac{1}{3U^2} \left[\frac{Q}{3} + \frac{2}{\sqrt{3}} (P_B - P_C) \right]; \\ b_{CA} = \Delta b_{CA} + b_0'' = -\frac{1}{3U^2} \left[\frac{Q}{3} + \frac{2}{\sqrt{3}} (P_C - P_A) \right], \end{cases} \quad (4.12)$$

де b_{AB}, b_{BC}, b_{CA} – провідності несиметричної частини СКП;

$\Delta b_{AB}, \Delta b_{BC}, \Delta b_{CA}$ – приріст провідності несиметричної частини СКП;

b_0'' – провідність нульової послідовності симетричної частини СКП;

U – напруга в точці приєднання СКП;

P_A, P_B, P_C – потужності навантаження в фазах А, В, С;

Q – трифазна реактивна потужність.

Структурна схема автоматичного СКП, що реалізує алгоритм керування (4.12) зображена на рис. 4.12.

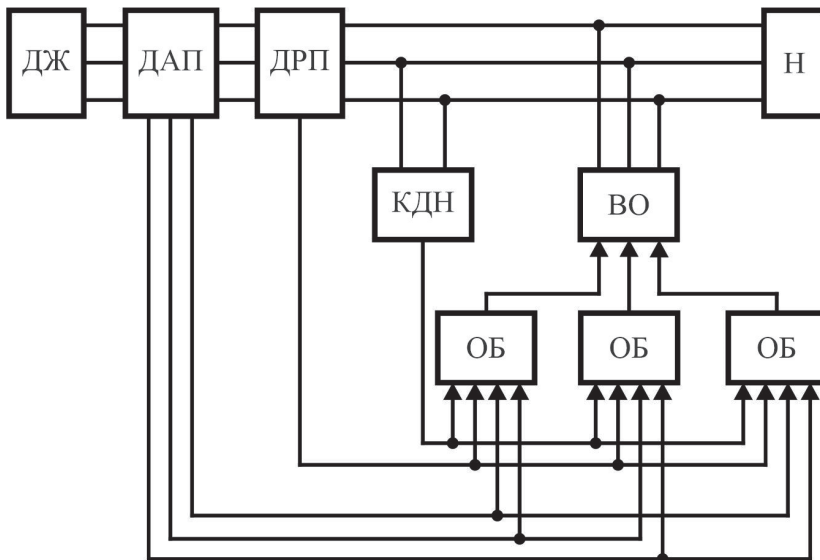


Рис. 4.12. Структурна схема автоматичного СКП, що реалізує алгоритм керування (4.12)

На рис. 4.12:

ДЖ – трифазне джерело живлення;

Н – несиметричне трифазне навантаження;

ВО – виконавчий орган;

ДАП – датчик активної потужності фаз;

ДРП – датчик реактивної потужності трифазної мережі;

КДН – квадратичний датчик напруги;

ОБ – операційний блок.

СКП, структурна схема якого зображена на рис. 4.12 працює наступним чином. Значення лінійних напруг надходить на датчики ДАП, ДРП і КДН. На виході кожного з трьох датчиків ДАП формується сигнал (напруга, струм або код), пропорційний активній потужності відповідної фази. Датчиком ДРП сумарна реактивна потужність перетворюється в сигнал того ж роду, а вихідний сигнал квадратичного датчика КДН пропорційний квадрату діючого значення фазної або лінійної напруги (в залежності від того, яка з цих напруг вимірюється). Операційними блоками ОБ в залежності від сигналів, що надійшли з датчиків ДАП, ДРП і КДН проводиться визначення приростів параметрів відповідних реактивних елементів СКП і формування керуючих впливів на реактивні елементи виконавчого органу ВО. При цьому, як слідує із виразів (4.12), керуючі впливи однозначно визначають знак і величину приросту.

Алгоритм (4.12) після певних перетворень, може бути використаний при створенні САК СКП для трифазної чотирипровідної мережі.

Алгоритм керування СКП, за якого досягається симетрування струмів (напруг) зворотної послідовності та заданий коефіцієнт активної потужності ($\cos\varphi$) для трифазної трипровідної мережі, що використовує в якості інформативних параметрів струми і напруги фаз навантаження, описується наступними співвідношеннями:

$$\begin{cases} b_{AB} = \frac{1}{3U} [I_A \cos(\psi_{Uca} - \psi_{Ia}) + I_B \cos(\psi_{Ubc} - \psi_{Ib})]; \\ b_{BC} = \frac{1}{3U} [I_B \cos(\psi_{Uab} - \psi_{Ib}) + I_C \cos(\psi_{Uca} - \psi_{Ic})]; \\ b_{CA} = \frac{1}{3U} [I_C \cos(\psi_{Ubc} - \psi_{Ic}) + I_A \cos(\psi_{Uab} - \psi_{Ia})], \end{cases} \quad (4.13)$$

де ψ – початкові фази комплексів міжфазних напруг і фазних струмів, позначені відповідними індексами.

Структурна схема автоматичного СКП, що реалізує алгоритм керування (4.13) зображена на рис. 4.13.

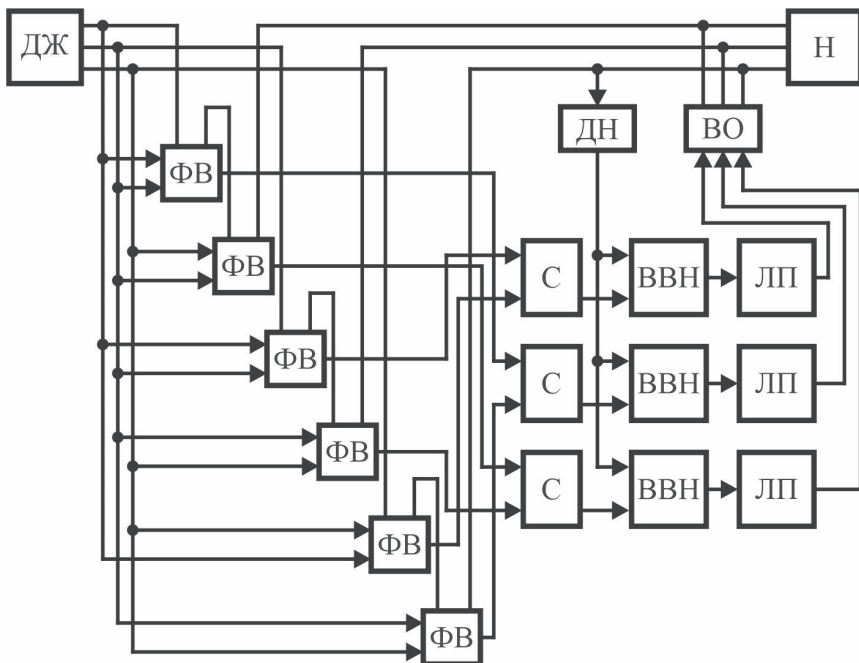


Рис. 4.13. Структурна схема автоматичного СКП, що реалізує алгоритм керування (4.13)

На рис. 4.13:

ДЖ – трифазне джерело живлення;

Н – несиметричне трифазне навантаження;

ФВ – фазочутливий випрямляч;

ДН – датчик діючого значення напруги;

ВВН – вимірювач відношення двох напруг;

С – суматор;

ЛП – лінійний підсилювач;

ВО – виконавчий орган.

СКП, структурна схема якого зображена на рис. 4.13, працює наступним чином. На кожен із фазочутливих випрямлячів ФВ подається одна із шести комбінацій лінійних напруг і фазних струмів, а на їх виводах утворюються постійні напруги,

пропорційні відповідним величинам (відлік випрямлячів прийнятий зліва направо):

$$\begin{cases} U_{\Phi B1} = I_A \cos(\psi_{Uab} - \psi_{Ia}); & U_{\Phi B2} = I_A \cos(\psi_{Uca} - \psi_{Ia}); \\ U_{\Phi B3} = I_B \cos(\psi_{Uab} - \psi_{Ib}); & U_{\Phi B4} = I_B \cos(\psi_{Ubc} - \psi_{Ib}); \\ U_{\Phi B5} = I_C \cos(\psi_{Uca} - \psi_{Ic}); & U_{\Phi B6} = I_C \cos(\psi_{Ubc} - \psi_{Ic}). \end{cases} \quad (4.14)$$

Напруги на виходах фазочутливих випрямлячів згідно з виразами (4.14) подаються на два входи кожного з трьох суматорів С, на виходах яких утворюються сумарні напруги, пропорційні величинам в квадратних дужках виразів (4.13). З виходів суматорів С постійні напруги надходять на перші входи вимірювачів відношення двох напруг ВВН, на другі входи яких, об'єднані між собою, подаються діючі значення напруги з датчику ДН. Вихідні напруги вимірювачів ВВН згідно виразів (4.13) пропорційні параметрам СКП і є функцією як несиметрії струмів, так і реактивної потужності мережі, при чому вони однозначно визначають знак і величину параметрів відповідного реактивного елементу СКП.

Таким чином, розглянутий СКП дозволяє здійснювати компенсацію складової струму зворотної послідовності а також реактивної потужності.

Алгоритм (4.13) після певних перетворень може бути використаний при створенні САК СКП для трифазної чотирипровідної мережі.

4.4. Методика розрахунку несиметрії напруг в СЕП

Величина коефіцієнта несиметрії напруг за зворотною послідовністю K_{2U} визначається згідно з формулою:

$$K_{2U} = \frac{U_2}{U_H} \cdot 100, \quad (4.15)$$

де U_2 – діюче значення напруги зворотної послідовності, яке розраховується за виразом:

$$U_2 = I_2 z_{2\Sigma}, \quad (4.16)$$

де I_2 – діюче значення струму зворотної послідовності;
 $z_{2\Sigma}$ – значення еквівалентного повного опору зворотної послідовності мережі.

Модуль струму I_2 та його аргумент φ_2 у випадку приєднання трьох однофазних електричних навантажень на міжфазні напруги U_{AB} , U_{BC} , U_{CA} розраховується за виразами:

$$\begin{aligned} I_2 &= \frac{1}{\sqrt{3}U_H} \sqrt{S_{AB}^2 + S_{BC}^2 + S_{CA}^2 - S_{AB}S_{BC} - S_{BC}S_{CA} - S_{CA}S_{AB}} = \\ &= \frac{1}{\sqrt{3}} \sqrt{I_{AB}^2 + I_{BC}^2 + I_{CA}^2 - I_{AB}I_{BC} - I_{BC}I_{CA} - I_{CA}I_{AB}}, \end{aligned} \quad (4.17)$$

$$\begin{aligned} \varphi_2 &= \arctg \left(\frac{S_{AB} + S_{BC} - 2S_{CA}}{\sqrt{3}(S_{AB} - S_{BC})} \right) - \varphi_H = \\ &= \arctg \left(\frac{I_{AB} + I_{BC} - 2I_{CA}}{\sqrt{3}(I_{AB} - I_{BC})} \right) - \varphi_H, \end{aligned} \quad (4.18)$$

де I_{AB} , I_{BC} , I_{CA} – значення повних струмів навантаження, приєданого до фаз АВ, ВС та СА відповідно;

S_{AB} , S_{BC} , S_{CA} – значення повної потужності навантаження, приєданого до фаз АВ, ВС та СА відповідно;

φ_2 – аргумент струму зворотної послідовності;

φ_H – фазний кут навантаження.

У випадку приєднання двох однофазних електричних навантажень на міжфазні напруги U_{AB} , U_{BC} вирази (4.17), (4.18) набувають вигляду:

$$I_2 = \frac{1}{\sqrt{3}U_H} \sqrt{S_{AB}^2 + S_{BC}^2 - S_{AB}S_{BC}} = \frac{1}{\sqrt{3}} \sqrt{I_{AB}^2 + I_{BC}^2 + I_{AB}I_{BC}}, \quad (4.19)$$

$$\begin{aligned} \varphi_2 &= \arctg \left(\frac{S_{AB} + S_{BC}}{\sqrt{3}(S_{AB} - S_{BC})} \right) - \varphi_H = \\ &= \arctg \left(\frac{I_{AB} + I_{BC}}{\sqrt{3}(I_{AB} - I_{BC})} \right) - \varphi_H. \end{aligned} \quad (4.20)$$

Слід відмітити, що у випадку приєднання однофазних навантажень з фазою φ_H на пару лінійних напруг значення аргументів φ_2 струмів оберненої послідовності буде знаходитись в межах, що наведені в табл. 4.1.

Таблиця 4.1. Межі можливих значень початкової фази φ_2 струмів зворотної послідовності I_2

№ з/п	Лінійні напруги, до яких приєднані однофазні навантаження	Межі можливих значень φ_2
1	U_{AB}, U_{BC}	$30^\circ - \varphi_H < \varphi_2 \leq 150^\circ - \varphi_H$
2	U_{BC}, U_{CA}	$150^\circ - \varphi_H < \varphi_2 \leq 270^\circ - \varphi_H$
3	U_{CA}, U_{AB}	$270^\circ - \varphi_H < \varphi_2 \leq 30^\circ - \varphi_H$

Вирази для знаходження опорів зворотної послідовності x_2 елементів СЕП наведені в табл. 4.2.

Таблиця 4.2. Вирази для знаходження опорів зворотної послідовності елементів СЕП

Елемент СЕП	Розрах. вираз	Примітка
Енергосистема	$x_{2c} = \frac{U_H^2}{S_{КЗ}}$	$S_{КЗ}$ – потужність трифазного к.з. системи
Синхронний двигун	$x_{2сд} = \frac{U_H^2}{S_H} x_{2*}$	При відсутності технічних даних приймають $x_{2*}=0,24$
Асинхронний двигун	$x_{2ад} = \frac{U_H^2}{S_H} x_{к*}$	$x_{к*}=1/k_{п}$, де $k_{п}$ – кратність пускового струму
Двообмоткові трансформатори і реактори	$x_{2т} = \frac{U_H^2}{S_H} e_{к*}$	$e_{к*}$ – відн. знач. ЕРС к.з. Для реакторів замість $e_{к*}$ беруть $x_{р*}$
Триобмоткові трансформ., двообм. трансформ. з розщепл. обмоткою НН, двообм. реактори	$x_{2т} = \frac{U_H^2}{S_H} x_*$	x_* – відн. реактивний опір обмотки трансформатора
Батарей статичних конденсаторів	$x_{2бк} = \frac{U_H^2}{Q_{бк}}$	$Q_{бк}$ – номінальна реакт. потужн. БК
Вентильні перетворювачі частоти	$\underline{z}_{2вп} = 2 \frac{U_H^2}{S_{нав}}$	$S_{нав}$ – повна потужність навантаження
Дугові сталеплавильні печі	$\underline{z}_{2дсп} = \frac{U_H^2}{S_{п.тр}}$	$S_{п.тр}$ – повне навантаження пічного трансформатора
Узагальнене навантаження	$\underline{z}_{2н} = \underline{z}_{2н*} \frac{U_H^2}{S_{сим}}$	Для СЕП 6-10 кВ: $\underline{z}_{2н*} = 0,18 + j0,24$, Для СЕП 35 кВ і вище: $\underline{z}_{2н*} = 0,19 + j0,36$; $S_{сим}$ – потужність симетричного навант.

Значення модуля та аргумента комплексу повного опору зворотної послідовності вузла СЕП розраховуються за виразами:

$$Z_{2*} = \frac{\sqrt{\left(\sum_{i=1}^n S_{hi} \cos \varphi_i\right)^2 + \left(\sum_{i=1}^n S_{hi} \sin \varphi_i\right)^2}}{\sqrt{\left(\sum_{i=1}^n S_{hi} Y_i \cos \varphi_i\right)^2 + \left(\sum_{i=1}^n S_{hi} Y_i \sin \varphi_i\right)^2}}, \quad (4.21)$$

$$\arg Z_{2*} = \arctg \frac{\sum_{i=1}^n S_{hi} Y_i \sin \varphi_i}{\sum_{i=1}^n S_{hi} Y_i \cos \varphi_i}, \quad (4.22)$$

де S_{hi} , φ_i , Y_i – повна номінальна потужність, фазний кут та відносна провідність i -го приєднання лінійної (або нелінійної) компоненти навантаження.

Параметри опору зворотної послідовності також можна визначити шляхом аналізу схеми заміщення СЕП.

Спрощено K_{2U} можна розрахувати як відношення значення потужності еквівалентного однофазного навантаження $S_{оф}$ до величини потужності к.з. $S_{кз}$ в даній точці електричної мережі:

$$K_{2U} = \frac{S_{оф}}{S_{кз}} \cdot 100. \quad (4.23)$$

Можливість підключення однофазного навантаження до електромережі без погіршення параметрів якості електричної енергії (K_{2U} і K_{0U}) з достатньою точністю визначається через співвідношення:

$$S_{оф} \leq \frac{S_{кз}}{50}. \quad (4.24)$$

Порядок розрахунку несиметрії напруг в СЕП:

1. У відповідності з однолінійною схемою СЕП складається схема заміщення оберненої послідовності.

2. Розраховуються параметри елементів схеми заміщення згідно виразів, що наведені в табл. 4.2.

3. Проводиться спрощення схеми заміщення СЕП та визначається еквівалентний повний опір зворотної послідовності $z_{2\Sigma}$ СЕП. Для розрахунку значень модуля і аргумента комплексу повного опору зворотної послідовності вузла СЕП використовуються вирази (4.21), (4.22).

4. Визначається модуль струму зворотної послідовності I_2 та його аргумент φ_2 згідно виразів (4.17) – (4.20). Слід відмітити, що значення аргументу φ_2 струму зворотної послідовності I_2 в залежності від того, на які лінійні напруги приєднані однофазні навантаження, наведено в табл. 4.1.

5. Розраховується діюче значення напруги зворотної послідовності U_2 згідно виразу (4.16).

6. Розраховується значення коефіцієнта несиметрії напруг за зворотною послідовністю k_{U2} згідно виразу (4.15).

6. На основі аналізу результатів проведених розрахунків робиться висновок про відповідність (або невідповідність) визначених показників якості електроенергії нормативним значенням.

Приклад розрахунку несиметрії напруги в СЕП наведено в кінці розділу.

4.5. Методика розрахунку параметрів симетрувальних пристроїв

Розглянемо порядок визначення параметрів найбільш поширеного в СЕП симетрувального пристрою – несиметричної батареї конденсаторів (схема даного пристрою наведена на рис. 4.8).

У реальних умовах експлуатації, коли повне симетрування ($K_{2U} = 0$) є технічно та економічно нераціональним, застосовується неповне симетрування, при якому шляхом непрямой компенсації

або використання симетрувальних установок досягається умова $K_{2U} \leq K_{2U_{\text{доп}}}$.

Умову часткового симетрування можна подати у вигляді:

$$K_{2U} = \frac{I_{2\text{зал}} \bar{z}_2}{U_{\text{ном}}} < K_{2U_{\text{доп}}} = \frac{U_{2\text{доп}}}{U_{\text{ном}}}, \quad (4.25)$$

де $I_{2\text{зал}}$ – залишковий струм зворотної послідовності, обумовлений несиметричним навантаженням та симетрувальним пристроєм;

$U_{2\text{доп}}$ – допустиме значення напруги зворотної послідовності.

У випадку повного симетрування повинна виконуватись умова:

$$\dot{I}_{2\text{СП}} = -\dot{I}_{2\text{н}}, \quad (4.26)$$

де $\dot{I}_{2\text{СП}}$, $\dot{I}_{2\text{н}}$ – комплекси струмів зворотної послідовності симетрувального пристрою і несиметричного навантаження відповідно.

Загальна потужність ємнісної симетрувальної установки визначається з умови компенсації реактивної потужності. Її розподіл між фазами симетрувального пристрою здійснюється так, аби струм зворотної послідовності несиметричної конденсаторної батареї компенсував струм зворотної послідовності несиметричного електричного навантаження. Як правило, симетрування може бути реалізоване шляхом використання двох ємнісних елементів, приєднаних до відповідних міжфазних напруг (відповідно до фази зворотної послідовності струму). Симетрувальні властивості конденсаторного двокомпонентного пристрою визначаються характером несиметричного електричного навантаження.

Для визначення параметрів елементів ємнісного симетрувального пристрою використовують аналітичні та графічні методи.

Розглянемо більш детально аналітичний метод визначення параметрів симетрувального пристрою.

Потужність батарей конденсаторів та спосіб приєднання їх до фаз мережі визначаються в залежності від значення аргументу $\varphi_{2\Sigma}$ вектора еквівалентного струму зворотної послідовності \dot{I}_2 . На рис. 4.14 наведена діаграма розподілу аргумента φ_2 струму зворотної послідовності \dot{I}_2 між трьома областями.

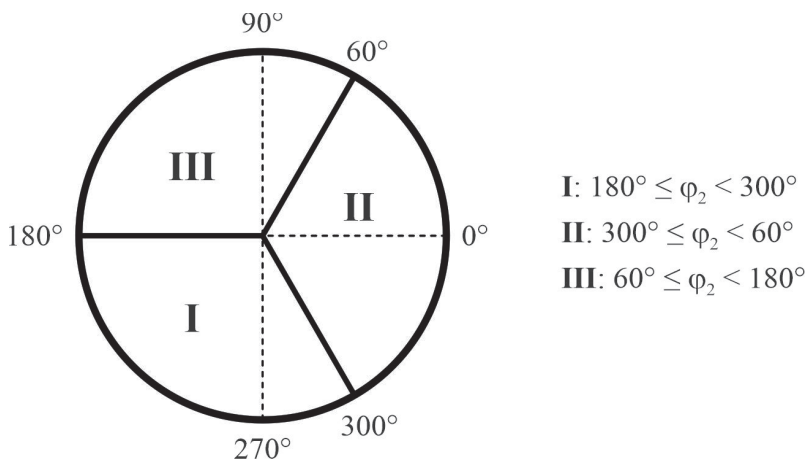


Рис. 4.14. Діаграма розподілу аргумента φ_2 струму зворотної послідовності $\dot{I}_{2\Sigma}$

В залежності від того, в яку область потрапило значення $\varphi_{2\Sigma}$ буде відрізнятись:

- вигляд формул для визначення сумарної потужності батарей конденсаторів (табл. 4.3);

- найменування фаз, до яких приєднуються батареї конденсаторів двоелементного ємнісного симетрувального пристрою (табл. 4.4);

- вигляд формул для розподілу сумарної потужності батарей конденсаторів між фазами (табл. 4.4).

Таблиця 4.3. Вирази для визначення сумарної потужності БК

№ області	Вирази для визначення сумарної потужності БК, Q_{Σ}
I	$Q_{\Sigma} = \sqrt{3}U_{\text{ном}} I_{2\Sigma} \left(\sqrt{3} \sin \varphi_{2\Sigma} + \cos \varphi_{2\Sigma} \right)$
II	$Q_{\Sigma} = 2\sqrt{3}U_{\text{ном}} I_{2\Sigma} \cos \varphi_{2\Sigma}$
III	$Q_{\Sigma} = \sqrt{3}U_{\text{ном}} I_{2\Sigma} \left(\sqrt{3} \sin \varphi_{2\Sigma} - \cos \varphi_{2\Sigma} \right)$

Таблиця 4.4. Розподіл потужності БК симетрувального пристрою між фазами

№ області	Лінійні напруги, на які вмикаються БК	Вирази для визначення потужності БК
I	U_{AB}, U_{CA}	$Q_{AB} = \frac{2Q_{\Sigma}}{3 + \sqrt{3}\text{ctg}\varphi_{2\Sigma}},$ $Q_{CA} = Q_{\Sigma} - Q_{AB}$
II	U_{AB}, U_{BC}	$Q_{AB} = Q_{\Sigma} \left(\frac{1}{2} - \frac{1}{2\sqrt{3}} \text{tg}\varphi_{2\Sigma} \right),$ $Q_{BC} = Q_{\Sigma} - Q_{AB}$
III	U_{BC}, U_{CA}	$Q_{BC} = \frac{2Q_{\Sigma}}{3 - \sqrt{3}\text{ctg}\varphi_{2\Sigma}},$ $Q_{CA} = Q_{\Sigma} - Q_{BC}$

Якщо реактивна потужність $Q_{\text{КП}}$, необхідна для компенсації у вузлі мережі виявляється більшою за сумарну потужність Q_{Σ} батарей конденсаторів симетрувального пристрою ($Q_{\text{КП}} > Q_{\Sigma}$), то в розрахунках змість $Q_{\text{КП}}$ приймається Q_{Σ} .

У випадку неповного симетрування сумарна потужність БК симетрувального пристрою визначається за формулою:

$$Q_{\text{неп}} = Q_{\Sigma} \left(1 - \frac{K_{2U}}{K_{2U\Phi}} \right), \quad (4.27)$$

де $K_{2U\phi}$ – фактична величина коефіцієнта несиметрії напруг (до підключення симетрувального пристрою);

K_{2U} – бажане значення коефіцієнта несиметрії напруг.

Порядок розрахунку параметрів симетрувальної установки (несиметричної батареї конденсаторів) наступний:

1. Розраховуються значення модулю I_2 аргументу φ_2 вектора еквівалентного струму зворотної послідовності \dot{I}_2 згідно виразів (4.17) – (4.20).

2. Розраховується сумарна потужність батарей конденсаторів симетрувального пристрою Q_Σ згідно формул, що наведені в табл. 4.3. Вибір розрахункової формули залежить від того, в яку із областей потрапляє розраховане в п.1 значення аргументу φ_2 вектора еквівалентного струму зворотної послідовності \dot{I}_2 (рис. 4.14).

3. Розраховуються потужності батарей конденсаторів симетрувального пристрою для кожної з фаз, до яких вони приєднуються, згідно виразів, що наведені в табл. 4.4.

4.6. Приклади розрахунку несиметрії напруг в СЕП

Приклад 1. До мережі напругою $U_n = 10$ кВ (рис. 4.15) приєднані такі електричні навантаження:

- трифазне симетричне навантаження потужністю $S_{\text{сим}} = 12$ МВА;

- однофазне навантаження $S_{AB} = 38$ МВА, $\cos\varphi = 1$ ($\varphi_n = 0$), ввімкнене на лінійну напругу U_{AB} ;

- однофазне навантаження $S_{BC} = 11$ МВА, $\cos\varphi = 1$ ($\varphi_n = 0$), ввімкнене на лінійну напругу U_{BC} ;

- батарея статичних конденсаторів $Q_{\text{БК}} = 20$ МВА.

Потужність к. з. на шинах 10 кВ $S_{\text{КЗ}} = 400$ МВА.

Визначити коефіцієнт несиметрії напруг за зворотною послідовністю та зробити висновки про його відповідність діючим нормам.

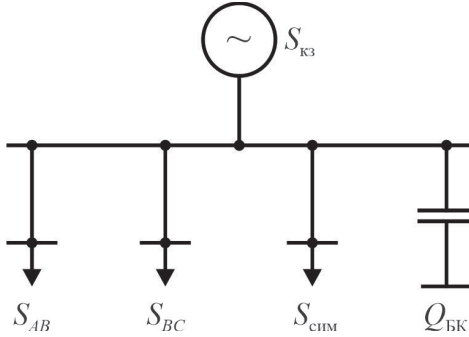


Рис. 4.15. Розрахункова схема СЕС

Для проведення розрахунку несиметрії напруг необхідно скласти схему заміщення СЕС зворотної послідовності (рис. 4.16).

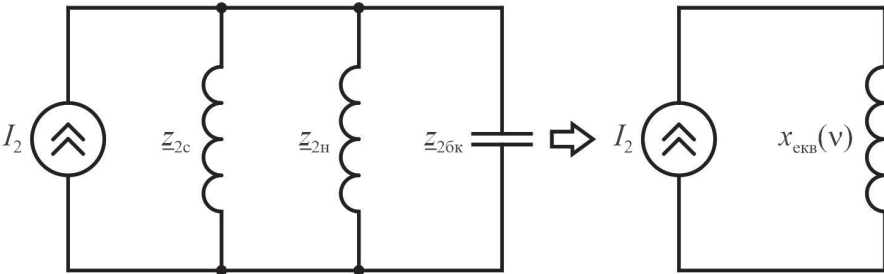


Рис. 4.16. Схема заміщення СЕС зворотної послідовності

В схемі заміщення елементи СЕС представлені опорами зворотної послідовності, а джерело несиметрії (однофазні навантаження S_{AB} та S_{BC}) – джерелом струму зворотної послідовності.

Проведемо розрахунок параметрів схеми заміщення електричної мережі.

Величина опору зворотної послідовності системи живлення z_{2c} , Ом:

$$\underline{z}_{2c} = jx_{2c} = j \frac{U_H^2}{S_{K3}} = j \frac{10^2}{400} = j0,25.$$

Величина опору зворотної послідовності симетричного навантаження

\underline{z}_{2H} , Ом:

$$\underline{z}_{2H} = \underline{z}_{2H*} \frac{U_H^2}{S_{\text{сим}}} = (0,18 + j0,24) \frac{10^2}{12} = 1,5 + j2.$$

Опір зворотної послідовності батареї статичних конденсаторів

$\underline{z}_{2\delta K}$, Ом:

$$\underline{z}_{2\delta K} = -jx_{2\delta K} = -j \frac{U_H^2}{Q_{\delta K}} = -j \frac{10^2}{20} = -j5.$$

Сумарний опір зворотної послідовності СЕП, $\underline{z}_{2\Sigma}$, Ом:

$$\begin{aligned} \underline{z}_{2\Sigma} &= \frac{1}{\frac{1}{\underline{z}_{2c}} + \frac{1}{\underline{z}_{2H}} + \frac{1}{\underline{z}_{2\delta K}}} = \frac{1}{\frac{1}{j0,25} + \frac{1}{1,5 + j2} + \frac{1}{-j5}} = \\ &= 0,0141 + j0,242 = 0,242e^{j86,6^\circ} \end{aligned}$$

Струм зворотної послідовності несиметричного навантаження, I_2 , кА:

$$I_2 = \frac{1}{\sqrt{3}U_H} \sqrt{S_{AB}^2 + S_{BC}^2 - S_{AB}S_{BC}} = \frac{1}{\sqrt{3}} \sqrt{38^2 + 11^2 - 38 \cdot 11} = 1,96.$$

Аргумент комплексу струму зворотної послідовності несиметричного електричного навантаження:

$$\varphi_2 = \arctg\left(\frac{S_{AB} + S_{BC}}{\sqrt{3}(S_{AB} - S_{BC})}\right) - \varphi_H = \arctg\left(\frac{38 + 11}{\sqrt{3}(38 - 11)}\right) - 0 = 46,3^\circ.$$

Напруга зворотної послідовності U_2 , кВ:

$$U_2 = I_2 z_{2\Sigma} = 1,96 \cdot 0,242 = 0,474.$$

Коефіцієнт несиметрії напруг за зворотною послідовністю, K_{2U} , %:

$$K_{2U} = \frac{U_2}{U_H} \cdot 100 = \frac{0,474}{10} \cdot 100 = 4,74.$$

Як видно з результатів розрахунків, значення коефіцієнту несиметрії K_{2U} в мережі виявилось більшим за нормативне $K_{2U} = 4,74\% > K_{2U_{\text{норм}}} = 2\%$. Тому необхідно вжити заходів зі зниження рівня несиметрії напруг в СЕП.

Приклад 2. Розрахувати параметри двоелементного симетрувального пристрою (несиметричної батареї конденсаторів) для СЕП з прикладу № 1.

Так як аргумент струму зворотної послідовності потрапляє в II область ($300^\circ \leq \varphi_2 = 46,3^\circ < 60^\circ$) (рис. 4.14), то батареї статичних конденсаторів симетрувального пристрою вмикаються на лінійні напруги U_{AB} , U_{BC} .

Значення сумарної потужності батарей конденсаторів симетрувального пристрою визначається за наступним виразом (табл. 4.3):

$$Q_\Sigma = 2\sqrt{3}U_{\text{ном}} I_2 \cos \varphi_2 = 2\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 1,96 \cdot \cos(46,3^\circ) = 46,9 \text{ Мвар.}$$

Розподіл потужності батарей конденсаторів симетрувального пристрою між фазами виконується наступним чином (табл. 4.4):

$$Q_{AB} = Q_{\Sigma} \left(\frac{1}{2} - \frac{1}{2\sqrt{3}} \operatorname{tg} \varphi_2 \right) = 46,9 \cdot \left(\frac{1}{2} - \frac{1}{2\sqrt{3}} \operatorname{tg}(46,3^\circ) \right) = 9,26 \text{ Мвар},$$

$$Q_{BC} = Q_{\Sigma} - Q_{AB} = 46,9 - 9,26 = 37,6 \text{ Мвар}.$$

Виконаємо перевірку правильності розрахунків.

Струм зворотної послідовності симетрувального пристрою, $I_{2\text{сп}}$, кА:

$$\begin{aligned} I_{2\text{сп}} &= \frac{1}{\sqrt{3}U_{\text{н}}} \sqrt{Q_{AB}^2 + Q_{BC}^2 - Q_{AB}Q_{BC}} = \\ &= \frac{1}{\sqrt{3}} \sqrt{9,26^2 + 37,6^2 - 9,26 \cdot 37,6} = 1,96. \end{aligned}$$

Аргумент струму зворотної послідовності симетрувального пристрою, $\varphi_{2\text{сп}}$:

$$\begin{aligned} \varphi_{2\text{сп}} &= \operatorname{arctg} \left(\frac{Q_{AB} + Q_{BC}}{\sqrt{3}(Q_{AB} - Q_{BC})} \right) - \varphi_{\text{сп}} = \\ &= \operatorname{arctg} \left(\frac{9,26 + 37,6}{\sqrt{3}(9,26 - 37,6)} \right) - (-90^\circ) = 226,3^\circ \end{aligned}$$

Як видно з розрахунків, модулі струмів зворотної послідовності несиметричного навантаження рівні між собою:

$$I_{2\text{сп}} = I_2 = 1,96 \text{ кА},$$

а різниця аргументів цих струмів дорівнює

$$\varphi_{2\text{сп}} - \varphi_2 = 226,3^\circ - 46,3^\circ = 180^\circ.$$

З цього можна зробити висновок про правильність проведених розрахунків, так як вектори струмів зворотної послідовності несиметричного навантаження \dot{I}_2 та симетрувального пристрою $\dot{I}_{2\text{сп}}$ рівні за модулем але протилежні за фазою.

Контрольні запитання

1. Що розуміють під несиметричним режимом роботи трифазної електричної системи?
2. Які основні причини виникнення несиметрії напруг у СЕП?
3. Чим відрізняється поздовжня несиметрія від поперечної?
4. У чому полягає суть методу симетричних складових при аналізі несиметричних режимів?
5. Які складові напруги виділяють у методі симетричних складових?
6. Чим зумовлюється поява складових зворотної та нульової послідовності?
7. Які заходи дозволяють зменшити рівень несиметрії без застосування спеціальних симетрувальних пристроїв?
8. Назвіть основні методи симетрування навантажень (за місцем розташування симетрувального пристрою).
9. Які переваги та недоліки мають індивідуальні, групові та централізовані методи симетрування?
10. Для яких типів навантажень використовується трансформатор Скотта, а для яких – схема Штейнметца?
11. У чому полягає принцип роботи багатофункціонального фільтро- симетрувального пристрою (ФСП)?
12. Які інформативні параметри використовуються в автоматичних системах керування симетрокомпенсуючими пристроями (СКП)?
13. Як визначається коефіцієнт несиметрії напруг за зворотною послідовністю K_{2U} ?
14. У чому полягає порядок розрахунку параметрів несиметричної батареї конденсаторів як симетрувального пристрою?

РОЗДІЛ 5**НЕСИНУСОЇДАЛЬНІСТЬ НАПРУГИ**

В даному розділі підручника наведено відомості про причини спотворення синусоїдальності кривих струму та напруги в СЕП, описані сучасні методи та технічні засоби зниження рівнів вищих гармонік струму та напруги в СЕП, наведено методику розрахунку параметрів несинусоїдальності напруги в СЕП та методику розрахунку коректуючих засобів для зниження рівнів вищих гармонік струму та напруги.

5.1. Причини спотворення синусоїдальності кривих струму та напруги в СЕП

Питання забезпечення синусоїдальної форми струму й напруги у електричних мережах постало через широке використання високопотужних споживачів електроенергії з нелінійними вольт-амперними характеристиками, зокрема електричних зварювальних агрегатів, металургійних плавильних печей, напівпровідникових перетворювачів. Сьогодні питання появи вищих гармонійних складових становить одну з ключових частин загальної проблеми забезпечення електромагнітної сумісності споживачів електричної енергії з електричною мережею.

Спотворення форми напруги спричиняє такі негативні наслідки:

- виникають додаткові втрати в лініях, силових трансформаторах, конденсаторних установках тощо;
- відбувається інтенсивна деградація ізоляційних матеріалів електричних машин, апаратури й кабельних ліній, що спричиняє зниження експлуатаційної надійності та скорочення ресурсу обладнання;
- знижується точність вимірювання електричних параметрів;

- виникають збої у функціонуванні систем автоматизації, телемеханічного керування та релейного захисту;
- ускладнюється, а у певних ситуаціях унеможлиблюється застосування енергетичних мереж як каналів зв'язку для передавання інформаційних сигналів;
- погіршується, а подекуди й порушується функціонування електричних споживачів, в тому числі і тих, які є причиною появи несинусоїдальності в електромережах;
- обмежується, а у певних ситуаціях унеможлиблюється використання конденсаторних установок внаслідок перевантаження струмами гармонійних складових та появи резонансних ефектів.

5.1.1. Вентильні перетворювачі. Вентильні (в основному тиристорні) перетворювачі є одним з основних джерел несинусоїдальності напруги та струму. Характерною особливістю таких пристроїв є споживання несинусоїдальних струмів з електромережі за умови подавання на їхні клемі синусоїдальної напруги.

Розглянемо принцип роботи тиристорного перетворювача з (рис. 5.1).

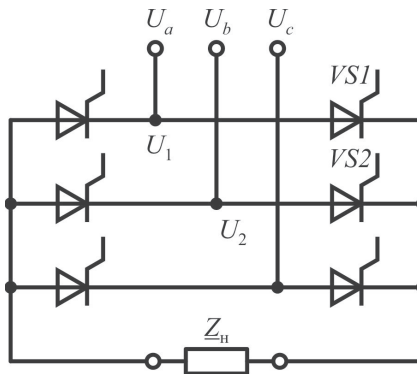


Рис. 5.1. Схема вентильного перетворювача

Для простоти аналіз проводиться для роботи двох фаз – A і B . Діаграми напруг U_a та U_b фаз A і B , а також міжфазної напруги U_{ab} мережі приведені на рис. 5.2.

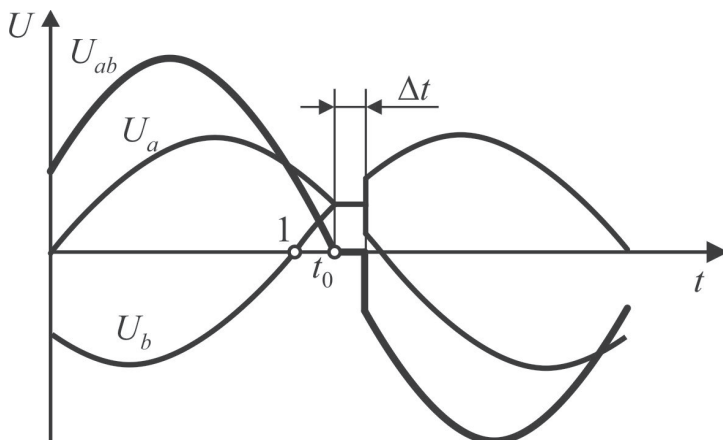


Рис. 5.2. Графіки напруг мережі

Тиристор VS1 у фазі A відкритий до моменту часу t_0 при проходженні через нього позитивної напівхвилі напруги U_a при цьому тиристор пропускає робочий струм і потенціал точки U дорівнює потенціалу U_1 . Тиристор VS2 у фазі B у цей час закритий, хоча у точці 1 (рис. 5.2) напруга U_b змінює свій знак і стає позитивною. Це пояснюється тим, що до моменту часу t_0 напруга U_a , що закриває тиристор VS2, більше напруги U_b , що його відкриває. За відсутності в схемі індуктивних елементів на момент часу t_0 сталося б миттєве перемикання – відкриття тиристора VS2 і закриття тиристора VS1. У зв'язку з наявністю індуктивностей процес перемикання затягується на час Δt .

У період часу Δt одночасно відкриті тиристори VS1 і VS2 тому потенціали точок U_1 , U_2 та U однакові. Це відповідає міжфазному короткому замиканню фаз A і B , при цьому напруга $U_{ab} = 0$, що призводить до спотворення синусоїди міжфазної напруги U_{ab} . При цьому в ланцюзі U_1 –VS1– U –VS2– U_2 внаслідок невеликих значень опорів тиристорів протікають значні струми.

Описане явище називається комутацією перетворювача. Таких комутацій за кожен період (0,02 с) спостерігається 6 (три між фазами A , B і C на їх позитивних напівхвилях (права частина схеми рис. 5.1) і три – на їх негативних напівхвилях (ліва частина схеми).

Наявність процесів комутації призводить до виникнення струмів вищих гармонік I_v , (v – номер вищої гармоніки).

Вищі гармоніки – це струми чи напруги, частота яких перевищує основне коливання 50/60 Гц і кратна частоті основного коливання. Вищі гармоніки струму не роблять внесок у активну потужність, але надають лише термічне навантаження на мережу.

Величини струмів вищих гармонік, що генеруються вентиляним перетворювачем, можна розрахувати за формулою:

$$I_v = \frac{I_{(1)}}{v}, \quad (5.1)$$

де $I_{(1)}$ – струм основної частоти.

Слід відмітити, що в формулі (5.1) не враховується кут комутації [6].

Порядок вищих гармонік, що виникають в СЕП з вентиляним перетворювачем, визначається за формулою:

$$v = mk \pm 1, \quad (5.2)$$

де m – число фаз випрямлення;

$k = 1, 2, 3 \dots$ – ряд натуральних чисел.

Для 6-ти фазної схеми вентиляного перетворювача характерними є канонічні вищі гармоніки напруги наступних порядків: $v = 5, 7, 13, 17, 19, 23 \dots$; для 12-фазної схеми $v = 11, 13, 23, 25, 35, 37 \dots$; для 24-фазної схеми перетворювача: $v = 23, 25, 47, 49, 71, 73 \dots$ і т. д.

Відсутність гармонік кратних трьом пояснюється тим, що ці гармоніки утворюють струми нульової послідовності і замикаються в обмотці нижчої напруги знижувальних силових трансформаторів, що з'єднуються за схемою трикутника (рис. 5.3).

Зазвичай струми гармонік з номерами 17 і вище не враховуються внаслідок їх невеликих значень і відповідно малого впливу на інших споживачів та енергосистему.

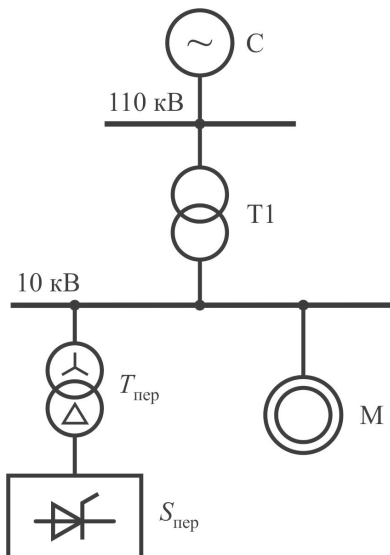


Рис. 5.3. Однолінійна схема живлення вентиляного випрямляча

На рис. 5.4 в якості прикладу наведено осцилограму струму в колі шестипульсового вентиляного перетворювача, отриману шляхом комп'ютерного імітаційного моделювання.

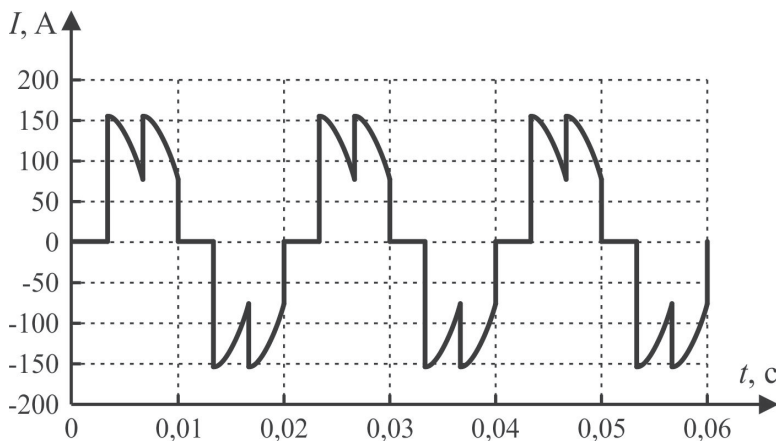


Рис. 5.4. Осцилограма струму в колі шестипульсового вентиляного перетворювача (кут вмикання $\alpha = 30^\circ$)

5.1.2. Імпульсні блоки живлення. У сучасних умовах суттєвий вплив на синусоїдальність кривої напруги мережі здійснюють комп'ютеризовані пристрої, що отримали широке поширення (персональні комп'ютери, факси, принтери, ксерокси і т.д.).

Як видно із рис. 5.5, імпульсний блок живлення являє собою пристрій, що складається з первинного джерела живлення, заснованого на принципі накопичення енергії на ємностях 1, інвертора 2, що перетворює постійний сигнал в високочастотний, трансформатора 3 і вторинного блоку живлення 4. Перевагою подібних схем є наявність декількох ємностей в первинному джерелі живлення, які за умов правильного вибору та налаштування майже повністю забезпечують захист мережевої плати та інших вузлів від імпульсних завад із мережі живлення.

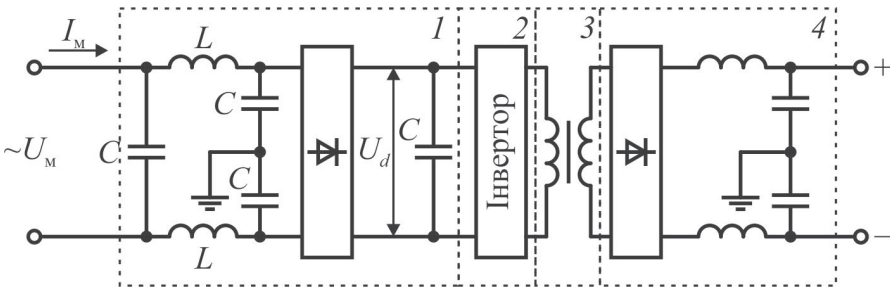


Рис. 5.5. Функціональна схема блоку живлення персонального комп'ютера

Крім того, загальна вага та розміри імпульсного блоку живлення за рахунок використання трансформаторного зв'язку на високій частоті значно менші, ніж у звичайного типу блоків живлення з випрямлячами.

Спотворення струмів I_M у мережі зображено на рис. 5.6.

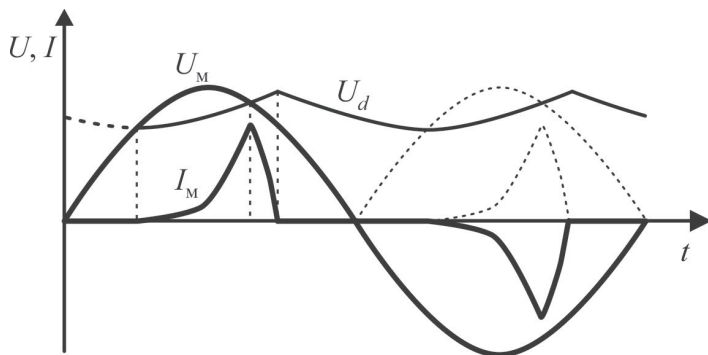


Рис. 5.6. Графіки напруг та струмів в колі імпульсного блока живлення

Коли напруга мережі U_M стає більше залишкової напруги на обкладках конденсатора U_d останній починає заряджатися, тобто в схемі з'являється струм I_M , причому, цей струм не може миттєво збільшитись через наявність індуктивних елементів. Потім, коли напруга мережевого живлення стає менше напруги на обкладках конденсатора, струм аперіодично спадає до нуля (якби не було індуктивностей, струм спав би миттєво). Другий напівперіод мережевого живлення показаний дзеркально відбитим.

Відносні значення вищих гармонік струму приладів з імпульсними блоками живлення різних типів знаходяться в межах $K_{I(3)} = 75 \dots 85 \%$, $K_{I(5)} = 45 \dots 60 \%$, $K_{I(7)} = 12 \dots 30 \%$, $K_{I(11)} = 8 \dots 15 \%$.

В переважній більшості випадків фази перших гармонік струму співпадають, що призводить до їх сумування. Фази гармонік 3-го порядку мають близькі значення, відношення загального струму $I_{3\Sigma}$ до арифметичної суми струмів третьої гармоніки ΣI_3 знаходиться в межах (при кількості пристроїв з імпульсними блоками живлення від 10 до 100):

$$\frac{I_{3\Sigma}}{\Sigma I_3} = 0,65 - 0,85. \quad (5.3)$$

В результаті гармоніки 3-го порядку в нульовому проводі I_{30} досягають значень:

$$I_{30} = 3K_{03}\Sigma I_3 \quad (5.4)$$

при значенні $K_{03} = 0,75 \dots 0,85$, причому більші значення K_{03} мають місце при меншій кількості ввімкнених пристроїв з імпульсними блоками живлення.

Для 9-ї гармоніки, яка також утворює систему нульової послідовності, $K_{09} = 0,05 \dots 0,25$.

Сумування гармонік 5 і 7-го порядків відбувається при коефіцієнті $K_{5,7} = 0,2 \dots 0,8$.

5.1.3. Дугові сталеплавильні печі. В системах електропостачання підприємств дугові сталеплавильні печі (ДСП) розглядаються як швидкозмінні навантаження, що обумовлюють коливання напруги в мережі. Питанню генерації вищих гармонік зазвичай приділяється менше уваги, оскільки порівняно з напівпровідниковими перетворювачами аналогічної потужності, рівні гармонійних складових, що створюються ДСП, виявляються у 3-4 рази нижчими. Це відноситься до періоду розплавлювання, протягом якого коливання напруги і вищі гармоніки проявляються більш інтенсивно, ніж в інші періоди плавки (окислення, рафінування). Тому з практичної точки зору важливо визначати рівні гармонійних складових для етапу плавлення.

Наявність магнітної несиметрії між фазами мережі обумовлює зростання гармонік, кратних трьом, до 13 %, 5-ї – до 11 %, 11-ї – до 4 %. Випрямляюча дія електричної дуги являється причиною появи постійної складової струмів, що також збільшує долю вищих гармонік в струмі печі. Це збільшення пов'язане також із зростанням вищих гармонік намагнічуючого струму пічного трансформатора. Зважаючи на те, що нелінійні властивості електричної дуги печі виявляються по-різному залежно від багатьох чинників (потужності агрегату, матеріалу електродів, структури й особливостей підготовки шихтового матеріалу, системи регулювання режиму дугового розряду тощо), прогнозування рівнів вищих гармонік на основі лише теоретичних міркувань є досить важким, і достовірність результатів такого

прогнозування досить невелика. Тому для оцінки вищих гармонік струму, що генеруються ДСП, рекомендується користуватися в якості аналога результатами вимірювань значень I_n/I_1 , %, проведених на діючих ДСП.

Слід відмітити, що окрім гармонік порядків $\nu = 2, 3, 4$ струм ДСП містить так звані інтергармоніки.

5.1.4. Газорозрядні лампи. Газорозрядні лампи високого та низького тиску знаходять широке застосування в промислових і міських мережах. Доля їх в освітлювальному навантаженні окремих виробництв складає 75-80 %. Нелінійність вольт-амперної характеристики кола дугового розряду ламп являється причиною спотворення форми кривої струму, що споживається з мережі. В спектрі присутні гармоніки непарних порядків. Найбільші значення мають гармоніки 3, 5, 7, 9-го порядків.

5.1.5. Зварювальні випрямлячі. У промисловості широко використовуються зварювальні агрегати, що живляться від напівпровідникових випрямлячів. Зварювальні випрямлячі виконуються за трифазною мостовою схемою з застосуванням некерованих діодів або керованих елементів – тиристорів.

У розрахункових схемах зварювальна дуга моделюється як постійна проти-е.р.с. Гармонійні складові струму, що створюються зварювальними випрямлячами, відрізняються для різних робочих режимів зварювальних агрегатів. Залежно від величини навантаження зварювальний випрямляч, побудований за трифазною мостовою схемою, може функціонувати в одному з трьох комутаційних режимів:

- переривчастих струмів за малих навантажень, що характеризується двовентильною комутацією;
- комбінованої дво- та тривентильної комутації за середніх навантажень;
- тривентильної комутації за великих навантажень.

Аналіз показує, що в кривих струмів містяться лише непарні вищі гармоніки. Рівні 5-ї та 7-ї гармонійних складових струму характеризуються значною нестабільністю. Невеликі зміни в умовах дугового розряду здатні спричинити збільшення або зменшення струмів 5-ї й 7-ї гармонік у кілька разів. У реальних кривих струму зварювальних випрямлячів наявні гармонійні

складові парних порядків та кратні трьом. Головною причиною їх виникнення є розбіжність кутів відкривання груп вентилів, що зумовлена розкидом і нестабільністю параметрів окремих напівпровідникових елементів. На це також впливає підмагнічування магнітопроводу трансформатора постійним магнітним потоком.

Детальніше про причини виникнення вищих гармонік описано в роботі [6].

5.2. Технічні засоби зниження рівнів вищих гармонік напруги та струму в СЕП

Зменшення рівнів гармонійних складових у електричних системах становить частину загального завдання послаблення впливу нелінійних споживачів на енергомережу та поліпшення якості електричної енергії в електропостачальних системах промислових об'єктів. Комплексне розв'язання цього завдання базується на використанні багатофункціональних пристроїв, які забезпечують мінімізацію рівнів гармонійних складових у електропостачальних системах промислових об'єктів та компенсацію реактивної потужності. До таких пристроїв відносяться:

- загороджувальні фільтри;
- силові резонансні фільтри та фільтрокомпенсуючі пристрої (ФКП);
- широкосмугові та складні фільтри;
- активні та гібридні фільтри.

Розглянемо більш детально зазначені технічні засоби зниження несинусоїдальності напруги в СЕП.

5.2.1. Загороджувальні фільтри. Розділення лінійних та нелінійних споживачів може реалізовуватися за допомогою низькочастотних фільтрів (ФНЧ) або смугових фільтрів, що мають складнішу структуру порівняно з ФНЧ. Найпростішим ФНЧ є Г-подібний фільтр, коливальний контур якого формується індуктивністю трансформатора напівпровідникового перетворювача чи ДСП та ємністю конденсаторної батареї, приєднаної до збірних шин підстанції. Для уникнення резонансних

підвищень напруги на частотах гармонійних складових резонансна частота контуру «електромережа-конденсаторна батарея» має бути нижчою за частоту найменшої гармоніки амплітудного спектра струму (е.р.с.) нелінійного споживача.

Відношення опорів БК і мережі для v -ї гармоніки:

$$\frac{X_{Cv}}{X_{Hv}} = \frac{S_k}{Q_{BK} v^2}. \quad (5.5)$$

Звичайно відношення потужності короткого замикання за живлячим трансформатором до потужності цього трансформатора знаходиться в межах:

$$S_k / S_T = 5 \dots 10. \quad (5.6)$$

Позначимо відношення струмів для v -ї гармоніки після фільтру і до нього наступним чином:

$$k = \frac{I_{2v}}{I_{1v}}. \quad (5.7)$$

За допомогою (5.5) та (5.6) співвідношення між потужністю живлячого трансформатора і реактивною потужністю БК, при якому забезпечується задане (бажане) значення коефіцієнту k записується у вигляді:

$$\frac{Q_{BK}}{S_T} \geq \frac{(5 \dots 10) S_T (1 - k)}{k v^2}. \quad (5.8)$$

Останній вираз дає змогу зробити висновок, що для ефективного зменшення рівнів гармонійних складових за допомогою Γ -подібного фільтра потрібна потужність конденсаторної батареї такого ж порядку, як і потужність силового трансформатора, що живить нелінійне навантаження. Очевидно, що таке рішення нераціональне. Аналогічний результат

отримується і при використанні мостових ФНЧ. В даному випадку застосування Т-подібного фільтру менш доцільне, ніж П-подібного, так як Т-подібний фільтр менш надійний через наявність двох послідовно ввімкнених реакторів. Окрім того, вхідний опір Т-подібного фільтру на частотах гармонійних складових відносно невисокого порядку перевищує аналогічний показник П-подібного, тому спотворення форми напруги на клеммах нелінійного споживача будуть також значними. В зв'язку з цим далі будемо розглядати П-подібний фільтр ФНЧ (рис. 5.7).

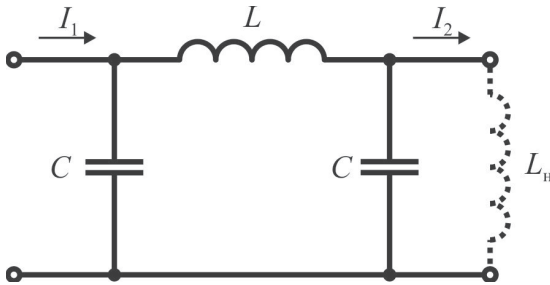


Рис. 5.7. П-подібний фільтр низьких частот

При визначенні параметрів реакторів і конденсаторів фільтрів знехтуємо активними опорами фільтру і системи електропостачання. Передаточна функція за струмом схеми, приведеної на рис. 5.7:

$$I(p) = \frac{i_2(p)}{i_1(p)} = \frac{1}{p^4 C^2 L_n L + p^2 C(L_n + 2L) + 1}; \quad (5.9)$$

$$k = \frac{I_2}{I_1} = \frac{1}{\sqrt{4} \frac{X_p X_n}{X_C^2} + \sqrt{2} \frac{X_p + 2X_n}{X_C} + 1}, \quad (5.10)$$

де X_p , X_n , X_C – опори реактора фільтру, навантаження і поперечного плеча фільтру.

Позначивши

$$\frac{X_p}{X_H} = k_H, \quad \frac{X_H}{X_C} = k_{p1},$$

вираз для k_{p1} знайдемо із рівняння (5.10):

$$k_{p1} = -\frac{k_H v^2}{2(k_H v^2 + 2)} + \sqrt{\frac{1-k}{2(k_H v^2 + 2)v^2} + \left[\frac{k_H}{2(k_H v^2 + 2)}\right]^2}. \quad (5.11)$$

Для $k_H = 1$, $k = 0,5$ і $v = 5$ виявляється $k_{p1} = 0,025$.

Сумарна потужність батареї конденсаторів фільтру:

$$Q_{БКС} = 2 \cdot 0,025(5 \dots 10)S_T = (0,25 \dots 0,5)S_T. \quad (5.12)$$

Таким чином, як і у випадку Г-подібного фільтру, для ефективного зниження рівнів ВГ напруги в мережі необхідна встановлена потужність БК, близька до потужності живлячого трансформатора.

5.2.2. Фільтрокомпенсуючі пристрої. При паралельному з'єднанні LC-контурів, настроєних на частоти окремих гармонійних складових, створюється ланцюговий фільтрокомпенсувальний пристрій (ФКП). Дефіцит реактивної потужності у цьому разі може бути повністю компенсований за рахунок конденсаторної батареї ФКП, причому потужність батареї конденсаторів використовується приблизно на 80-90 %. Отже, ФКП є найпростішими й ефективними фільтрами, що зумовило їх широке використання. Спрощені схеми ФКП наведені на рис. 5.8.

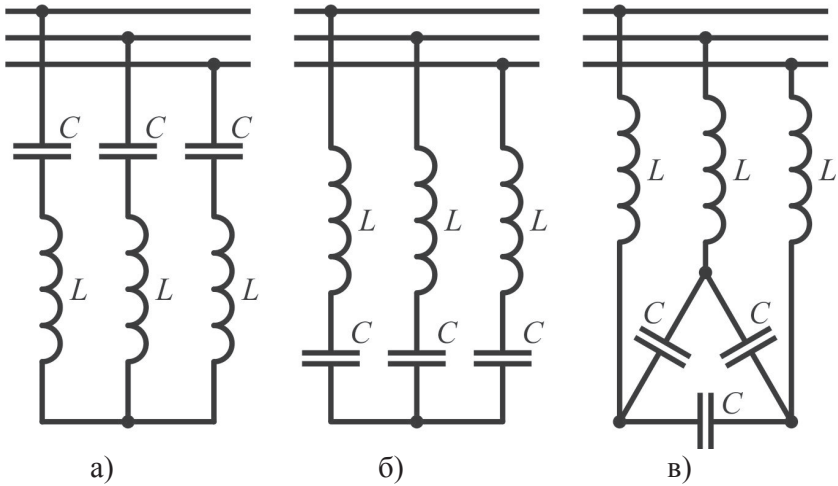


Рис. 5.8. Спрощені схеми ФКП

З огляду на зручність та надійність компонування електричного обладнання найбільш поширеною є схема, показана на рис. 5.8 б).

Зазвичай у мережах з 12-імпульсними напівпровідниковими перетворювачами застосовуються ФКП 11-ї та 13-ї гармонік, з 6-імпульсними - 5-ї, 7-ї, 11-ї й 13-ї гармонік. В установках з ДСП використовуються ФКП 2-ї, 3-ї, 4-ї, 5-ї гармонік або широкосмугові фільтри. Зустрічаються також інші комбінації ФКП.

Технічними умовами експлуатації конденсаторних батарей передбачається обмеження перевищення напруги й струму понад номінальні значення певними величинами c_u та c_i (у частках від номінальних параметрів). Залежно від типу конденсаторів коефіцієнти перевантаження батарей конденсаторів приймають значення:

- для звичайних батарей конденсаторів $c_u = 1$, $c_i = 1,3$;
- для спеціальних батарей конденсаторів $c_u = 1,1$, $c_i = 1,5$.

За роботи конденсаторів у мережах з гармонійними складовими подекуди висуваються додаткові вимоги, що обмежують потужність конденсаторної батареї в експлуатаційних режимах номінальним значенням.

Відносне відхилення від резонансної частоти пов'язане з добротністю ФКП залежністю:

$$\frac{f}{f_{\text{рез}}} = \sqrt{\frac{\left(2 - \frac{1}{Q_{\Phi}^2}\right)}{2}}. \quad (5.13)$$

При $Q_{\Phi} \geq 6$ виявляється $f/f_{\text{рез}} \approx 1$. На практиці $Q_{\Phi} \geq 20$, і тому при розрахунку ФКП, як правило, враховуються лише реактивні опори.

Знайдемо вираз для потужності конденсаторної батареї ФКП n -ї гармоніки, припускаючи, що через ланцюг ФКП протікає лише струм 1-ї та ν_p -ї гармонік. Напруга на конденсаторній батареї не перевищить допустиме (номінальне) значення за умови дотримання співвідношення:

$$K_Q a_p k_u \leq c_u, \quad (5.14)$$

де

$$a_p = \frac{\nu_p^2}{\nu_p^2 - 1}, \quad K_Q = 1 + \frac{Q_p}{S_k}, \quad (5.15)$$

де ν_p – гармоніка, на частоту якої налаштований ФКП потужністю Q_p .

$$k_u = \frac{U_m}{U_{\text{ном.р}}}, \quad (5.16)$$

де U_m – максимально можливе значення лінійної напруги;

$U_{\text{ном.р}}$ – номінальна лінійна напруга батареї конденсаторів ФКП.

Після приєднання ФКП напруга в мережі зростає пропорційно значенню коефіцієнта a_p (при $\nu = 5$ $a_p = 1,042$; $\nu = 7$ $a_p = 1,03$; $\nu = 11$ $a_p = 1,008$; $\nu = 13$ $a_p = 1,006$).

Таким чином, максимальна напруга на затискачах БК:

$$U_{\text{БКmax}} = U_c k_u K_Q a_p, \quad (5.17)$$

де U_c – значення напруги мережі.

Недопустимі струмові перевантаження конденсаторів ФКП відсутні за умови:

$$\sqrt{I_{1p}^2 + \Sigma I_{vp}^2} \leq c_i I_{\text{ном.р}}, \quad (5.18)$$

де I_{1p} , I_{vp} – значення струмів першої та v_p -ї гармонік в колі ФКП;
 $I_{\text{ном.р}}$ – номінальний струм батареї конденсаторів.

За наявності кількох ФКП у мережі можна припустити, що через кожний ФКП протікають струми 1-ї гармоніки й тієї гармоніки, на частоту якої налаштовано ФКП, а також незначні некомпенсовані струми інших гармонійних складових, тобто

$$I_{vp} = \sqrt{\sum_{k=1}^n I_{vk(p)}^2}. \quad (5.19)$$

У цьому разі вираз для потужності конденсаторної батареї ФКП p -ї гармоніки у випадку з'єднання за схемою зірки може бути поданий у формі:

$$Q_p \geq \frac{\sqrt{3} U_{\text{ном.р}} I_{vp}}{\sqrt{c_i^2 - a_p^2 k_u^2}}. \quad (5.20)$$

Спрощена формула для визначення Q_p , має вид:

$$Q_p \geq 1,2 k_C U_{\text{ном.р}} I_{vp}, \quad (5.21)$$

де k_C – коефіцієнт схеми. У випадку з'єднання конденсаторів за схемою трикутника $k_C = \sqrt{3}$, а за схемою зірки – $k_C = 3$.

Ємнісний X_C та індуктивний X_L опори, Ом, при основній частоті визначаються за формулами:

$$X_C = \frac{U_{\text{ном}}^2}{Q_{\text{БК}}}, \quad X_L = \frac{X_C}{v_p^2}, \quad (5.22)$$

де $U_{\text{ном}}$ – значення номінальної напруги, кВ;

$Q_{\text{БК}}$ – значення номінальної реактивної потужності батареї конденсаторів, кВАр.

Потужність батареї конденсатора фільтра менша, за наявну потужність (у випадку $U = U_{\text{ном}}$) на величину $100/v_p^2$, %. Зазвичай, величину компенсаційної здатності батареї конденсаторів в ланцюгу ФКП приймають на 10-15 % менше за номінальне значення.

Для врахування обмежень щодо потужності конденсаторної батареї необхідно також виконувати умову:

$$Q_p \geq Q_{1p} + Q_{vp}, \quad (5.23)$$

де Q_{1p} і Q_{vp} – значення реактивної потужності батареї конденсаторів на частотах першої та v_p -ї гармонік.

Умова (5.23) виконується у випадку, коли:

$$a_p^2 k_u^2 + \sum_{p=2}^n \left(\frac{I_{vp}}{I_{\text{ном},p}} \right)^2 \frac{1}{v_p^2} \leq 1. \quad (5.24)$$

За умови проходження через ФКП струмів першої і v_p -ї гармонічних складових, критерій запобігання перевантаженню батареї конденсаторів по потужності формулюється наступним чином:

$$K_Q a_p k_u \leq \sqrt{1 - \frac{0,7}{v_p}}. \quad (5.25)$$

За постійної несиметрії напруг ФКП здатні функціонувати також у якості симетрувальних елементів, адже на промисловій частоті індуктивний опір реакторів є незначним порівняно з опором конденсаторної батареї.

Приклад розрахунку з вибору ФКП наведено в кінці розділу.

5.2.3. Широкозмугові та складні фільтри. У електропостачальних системах підприємств з потужними тиристорними перетворювачами, які працюють за 6- чи 12-пульсними схемами, поряд з ФКП 5, 7, 11 і 13-ї гармонік додатково застосовується широкозмуговий фільтр, схему якого зображено на рис. 5.9.

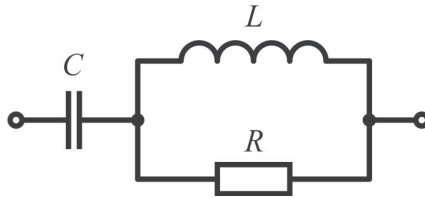


Рис. 5.9. Схема широкозмугового фільтру

Використання подібного фільтру виявляється доцільним і для ситуації «щільного» спектра інтергармонік, зокрема при функціонуванні НПЧ із синусоїдальним принципом керування. Демпферний фільтр включає конденсатор та реактор, паралельно до якого приєднується активний опір.

Широкозмуговий фільтр налаштовується на частоту гармоніки вищого порядку порівняно з частотами настроювання ФКП. Зазвичай резонансна частота широкозмугового фільтру $v_{шф} = 17$.

Повний опір фільтру визначається за виразом:

$$Z(jv) = \frac{Rv^2\omega^2L^2}{R^2 + v^2\omega^2L^2} + j \left(\frac{R^2v\omega L}{R^2 + v^2\omega^2L^2} - \frac{1}{v\omega C} \right). \quad (5.26)$$

З точки зору теоретичної електротехніки значення резонансної частоти фільтра визначається із умови рівності нулю уявної частини його комплексного опору.

$$v_p = \frac{R}{\omega \sqrt{LCR^2 - L^2}}. \quad (5.27)$$

Однак з позиції мінімізації інтергармонік більш важливою являється частота v'_p , при якій модуль повного опору фільтру є мінімальним. Частота v'_p являє собою частоту настройки фільтру. Обчисливши першу похідну модуля повного опору фільтру і прирівнявши її до нуля, знайдемо вираз частоти v'_p , при якій буде виконуватися умова $|Z(jv'_p)| = \min$ (так як друга похідна $|Z(jv'_p)|'' = 0$):

$$v'_p = \frac{R}{\omega L} \sqrt{\frac{L^2 + RL\sqrt{R^2C^2 + 2LC}}{R^4C^2 + 2LR^2C - L^2}}. \quad (5.28)$$

В наведеній формулі для знаменника підкореневого виразу повинна виконуватися умова $R^4C^2 + 2LR^2C \geq L^2$. Таким чином, активний опір демпфованого фільтру повинен задовольняти нерівність:

$$R \geq \sqrt{\frac{L}{C}} (\sqrt{2} - 1) \approx 0,644 \sqrt{\frac{L}{C}}. \quad (5.29)$$

Резонансна частота і частота настройки фільтру завжди задовольняють нерівності:

$$v_p > v'_p > v_0. \quad (5.30)$$

При $R \rightarrow \infty$ $v_p > v'_p > v_0$, а $|Z(jv'_p)| \rightarrow 0$. При зменшенні R модуль повного опору фільтру на частоті настройки збільшується, а на частотах $v_p > v'_p$ зменшується. Крім того, чим менше R , тим більше частота настройки фільтру v'_p в порівнянні з v_0 . При $R < 0,644\sqrt{L/C}$ демпфований фільтр не має конкретної частоти налаштування і являє собою фільтр верхніх частот.

Вибір параметрів широкосмугових фільтрів, в основному, не відрізняється від описаного вище для ФКП. По значенню реактивної потужності $Q_{\text{шф}}$ знаходиться опір X_C при $f = 50$ Гц. Із виразу для прийнятої частоти резонансу v_0 при вибраному значенні добротності Q_d , випливає:

$$X_L = \frac{X_C}{v_0^2} \left(\frac{1 + Q_d^2}{Q_d^2} \right); \quad (5.31)$$

$$v_0 = \sqrt{\frac{X_C}{X_L} \left(\frac{1 + Q_d^2}{Q_d^2} \right)} \quad (5.32)$$

і далі знаходиться активний опір

$$R = Q_d v_0 X_L. \quad (5.33)$$

Амплітудно-частотна характеристика модуля повного опору $|Z(v)|$ має вигляд:

$$|Z(v)| = \sqrt{\frac{v^4 X_L^5 X_C}{\left[(Q_d^2 + 1) X_L X_C + v^2 X_L^2 \right]^2} + \frac{\left[\frac{(Q_d^2 + 1) v X_L^2 X_C}{(Q_d^2 + 1) X_L X_C + v^2 X_L^2} - X_C \right]^2}. \quad (5.34)$$

На рис. 5.10 приведена АЧХ широкопasmового фільтру для $\nu_0 = 17$, $Q_d = 2,625$.

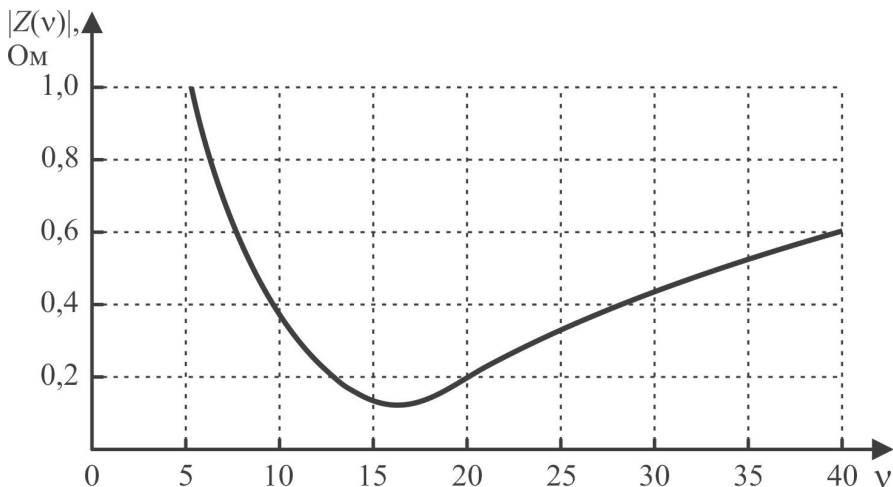


Рис. 5.10. АЧХ широкопasmового фільтру

На рис. 5.11 приведені графіки залежності опору вузла СЕП одного з промислових підприємств від номеру гармоніки при наявності лише фільтрів 5, 7, 11 і 13-ї гармонік (крива 1) і при додатковому підключенні широкопasmового фільтру (крива 2).

Із рис. 5.11 можна зробити висновок, що широкопasmовий фільтр забезпечує зниження повного опору не лише на частотах $\nu > \nu_{шф}$, але і на частотах сусідніх вищих гармонік.

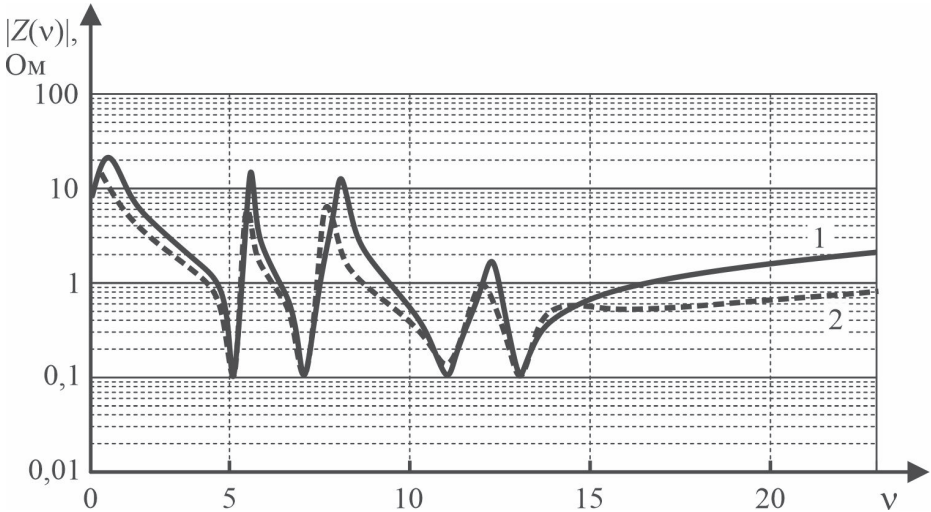


Рис. 5.11. АЧХ вузла СЕПП:

1 – при наявності ФКП 5, 7, 11, 13 гармонік; 2 – додатково з широкосмуговим фільтром 17-ї гармоніки

За потреби мінімізації інтергармонік можливим є застосування багатоелементних фільтрів (зокрема, фільтрів третього порядку). Схема одного з таких фільтрів показана на рис. 5.12.

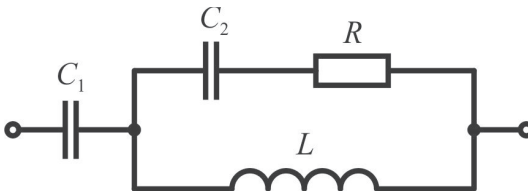


Рис. 5.12. Схема складного фільтру

Повний опір фільтру визначається виразом:

$$Z(\nu) = \frac{\nu^2 \omega^2 L^2 R}{R^2 + \left(\nu \omega L - \frac{1}{\nu \omega C_2^2} \right)} + j \left[\frac{\nu \omega L R^2 + \frac{L}{\nu \omega C_2^2}}{R^2 + \left(\nu \omega L - \frac{1}{\nu \omega C_2^2} \right)^2} - \frac{1}{\nu \omega C_1} \right]. \quad (5.35)$$

Фільтр характеризується двома резонансними частотами, де одна відповідає послідовному резонансу, а друга – паралельному. На рис. 5.13 приведена частотна характеристика модуля повного опору складного фільтру.

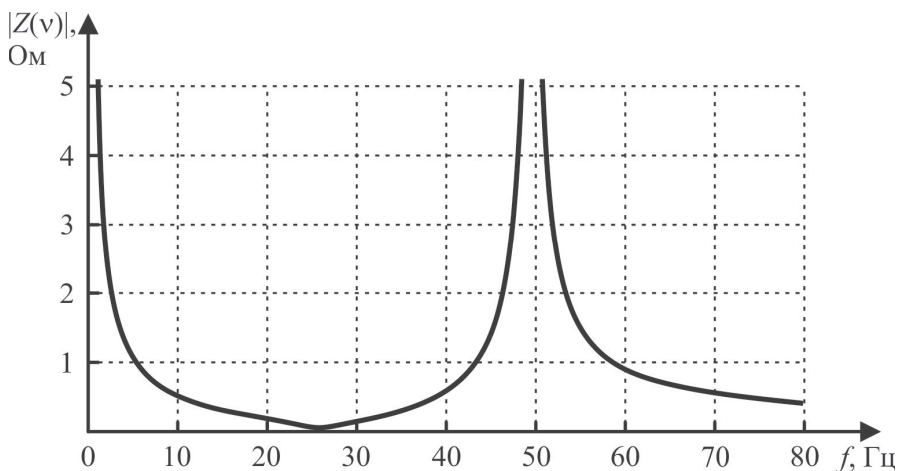


Рис. 5.13. АЧХ складного фільтру

Перевагою цього фільтру є здатність зменшувати гармоніки у частотному діапазоні до 50 Гц, а також знижувати рівні інтергармонік вищого порядку.

5.2.4. Активні фільтри. ФКП являються багатофункціональними пристроями, в теперішній час знаходять переважаче застосування в системах електропостачання промислових підприємств для компенсації реактивної потужності та зменшення рівнів вищих гармонік. Однак масове їх використання дозволило виявити їх деякі, досить значні недоліки. Це, перш за все, велика встановлена потужність та необхідність застосування для

досягнення допустимого рівня несинусоїдальності ФКП декількох гармонік, що знижує надійність приладів і збільшує значення струмів короткого замкнення в системах електропостачання. По-друге, на якість фільтрації суттєво впливає АЧХ вхідного опору живлячої мережі. При нестабільності цієї характеристики, досить ймовірній в потужних системах 220 кВ і вище, можливе виникнення ефекту антирезонансу з появою перенапруг і надструмів в СЕПП. У випадку, коли неможна виключити появу вищих гармонік більш низького порядку, ніж частота налаштування ФКП з найменшим номером гармоніки, можливі значні перевантаження ФКП і їх пошкодження (наприклад, в мережах з ДСП). При складному характері амплітудного спектру струмів і напруг мережі, коли мають місце також інтергармоніки, застосування ФКП може виявитися неефективним.

Зважаючи на це останнім часом проводяться активні дослідження рішень, які б дали змогу уникнути зазначених недоліків ФКП. Найбільш багатообіцяючою видається можливість застосування активних та гібридних фільтрів.

Ідея активного фільтру не нова, однак відсутність ефективної технології виробництва по прийнятним цінам уповільнило її розвиток на багато років. Сьогодні широка доступність польових транзисторів з ізольованим затвором і цифрових процесорів сигналу перетворили активний фільтр в практичне вирішення проблеми.

Принцип роботи активного фільтру можна пояснити з допомогою схеми, що приведена на рис. 5.14.

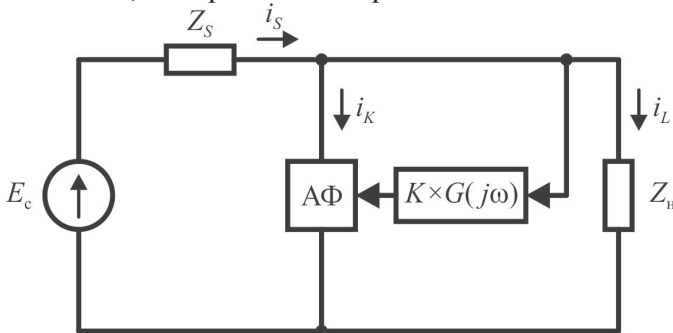


Рис. 5.14. Структурна схема активного фільтру

Активний фільтр представляє собою джерело струму, що містить реактивну компоненту першої гармоніки навантаження та струми вищих гармонік. Струм навантаження контролюється датчиком струму, інформація з якого обробляється цифровим перетворювачем сигналу для встановлення спектрального складу гармонік. Ця інформація надходить до генератора струму, в якому здійснюється генерування у мережу саме такого гармонічного струму, який потрібен для компенсації спотворень навантаження:

$$i_S = i_L + i_K. \quad (5.36)$$

На практиці рівні вищих гармонік струму знижуються приблизно на 90 %.

Оскільки керування активним фільтром здійснюється на базі інформації від датчика, він динамічно пристосовується до змін у гармоніках навантаження. Загалом система компенсації створюється або як замкнена, або як розімкнута (без зворотного зв'язку). Оскільки процеси аналізу і генерування струму контролюються програмним забезпеченням, пристрій легко налаштовується на компенсацію конкретних гармонік з метою досягнення максимального ККД у рамках можливостей приладу.

Способи ідентифікації реактивної компоненти та струмів вищих гармонік можна поділити на три категорії:

- векторні способи, що базуються на теорії миттєвої потужності;
- спосіб виділення основної гармоніки навантажувального струму;
- універсальний спосіб, що ґрунтується на визначенні активної потужності, яка споживається електричним навантаженням, та відповідно активної компоненти даного струму. Через віднімання цієї компоненти від навантажувального струму визначається «небажаний» струм – реактивні складові 1-ї та вищих гармонік, які підлягають компенсації активним фільтром.

Універсальний спосіб є найпростішим у втіленні, проте нині у переважній більшості випадків застосовуються керуючі пристрої, що базуються на алгоритмі теорії миттєвої потужності.

Розглянемо детально структуру системи компенсації вищих гармонік з використанням паралельного активного фільтра (рис. 5.15).

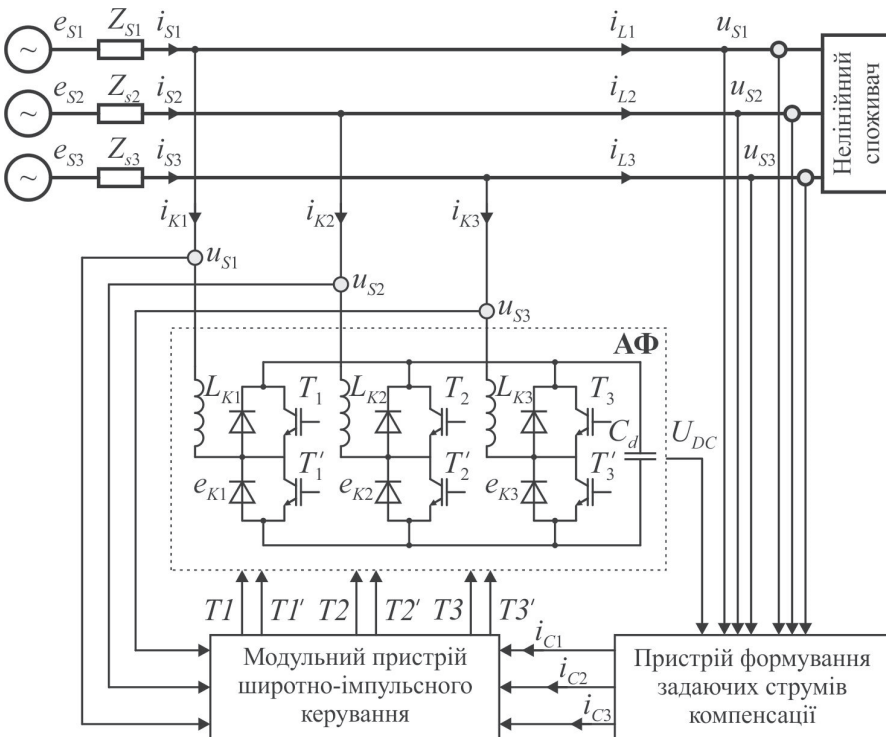


Рис. 5.15. Трифазна системи компенсації з паралельним активним фільтром з використанням інвертора напруги

В якості активного фільтра використовується інвертор напруги, в ланцюг якого ввімкнені силові транзистори (також можуть застосовуватися тиристори). В схемі активного фільтра передбачено незалежне керування кожним транзистором. В схемі, що розглядається, має місце двосторонній обмін активною

потужністю між інвертором і мережею таким чином, що середнє значення в усталеному режимі рівне нулю. Це виключає необхідність використання додаткового джерела живлення. Конденсатор C_d являється накопичувачем енергії і служить для згладжування пульсації миттєвої активної потужності споживача.

В пристрої для формування задаючих струмів i_C реалізовується алгоритм мінімізації струмів вищих гармонік, заснований на теорії миттєвої потужності. Модулятор (пристрій широтно-імпульсного керування інверторами активного фільтру) перетворює неперервні сигнали i_C в керуючі імпульси $T1, T1', T2, T2', T3, T3'$ і разом із реакторами, що згладжують $L_{K1(1,3)}$ забезпечують формування необхідних компенсуючих струмів $i_{K1(1,3)}$. В колі модулятора передбачений зворотний зв'язок за струмом. Таким чином забезпечується «слідкування» струмів компенсації i_K за змінами задаючих струмів i_C .

Якщо гармонічні струми, що генеруються навантаженням, перевищують максимальне номінальне значення активного фільтру, пристрій автоматично обмежує струм компенсації по своєму максимальному номінальному значенню: фільтр не може перевантажуватися і буде продовжувати корекцію до максимального номінального значення струму, а будь-який переважаючий гармонічний струм повернеться в систему живлення. Активний фільтр може постійно робити в такому стані без спотворень.

Описані активні фільтри можуть використовуватися в мережах з великою потужністю нелінійних навантажень. В цьому випадку, можуть застосовуватися також інвертори струму, однак вони використовуються рідко, в основному, із-за значних габаритів реакторів-накопичувачів енергії.

На рис. 5.16 – 5.21 наведено результати моделювання СЕП з паралельним активним фільтром, до складу якої входить:

- 6-пульсний керований випрямляч (кут вмикання $\alpha = 30^\circ$);
- трансформаторна підстанція 10/0.4 кВ, з навантаженням та низьковольтними батареями конденсаторів;
- високовольтні батареї конденсаторів напругою 10 кВ;
- високовольтний асинхронний двигун з короткозамкненим ротором, потужністю 750 кВт;

- паралельний активний фільтр.

(На рис. 5.16 – 5.19 $t_{\text{АФ}}$ – момент ввімкнення активного фільтру)

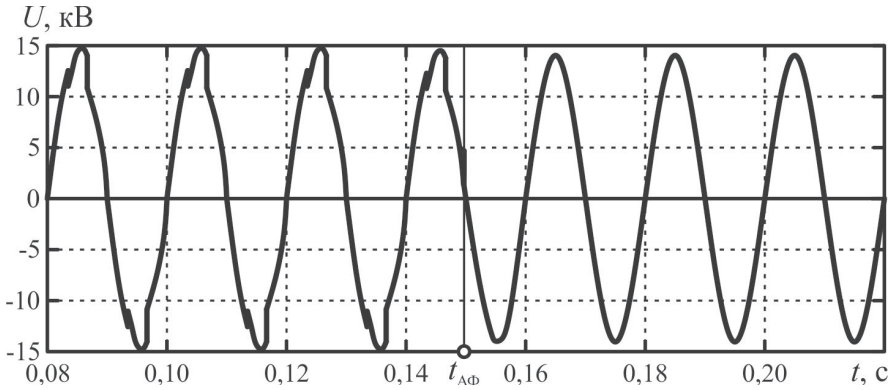


Рис. 5.16. Осцилограма напруги на шинах 10 кВ

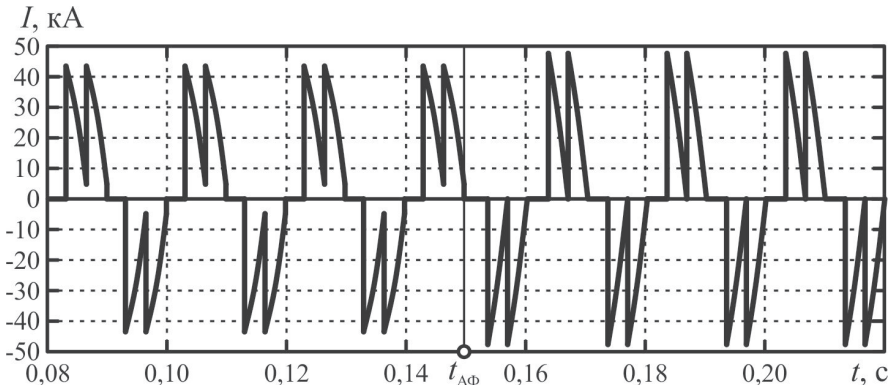


Рис. 5.17. Осцилограма струму в колі ВП

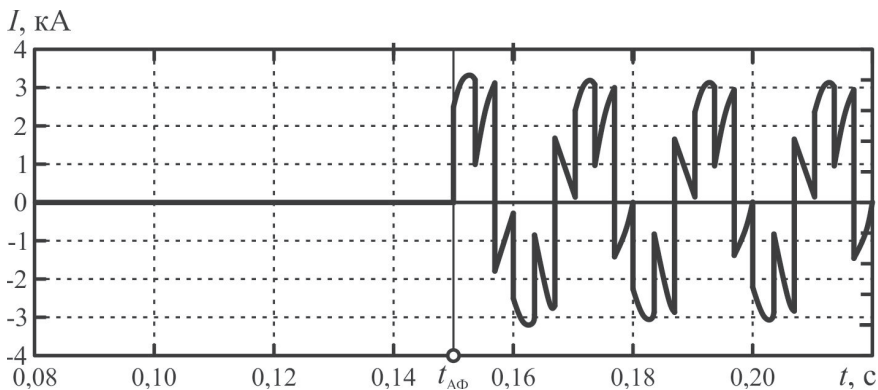


Рис. 5.18. Осцилограма струму, що генерується АФ

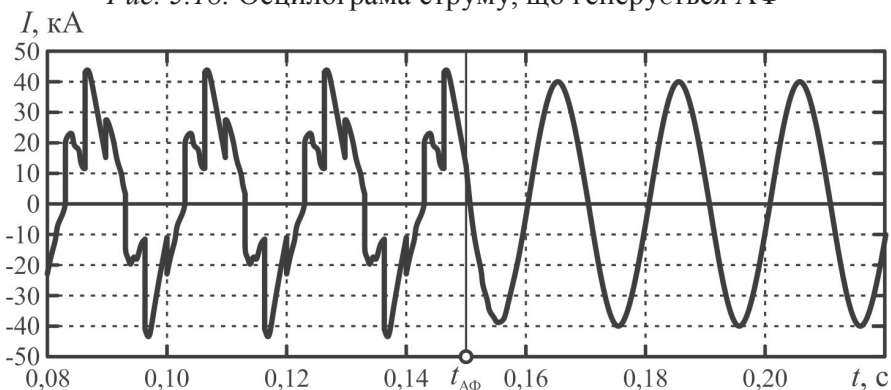
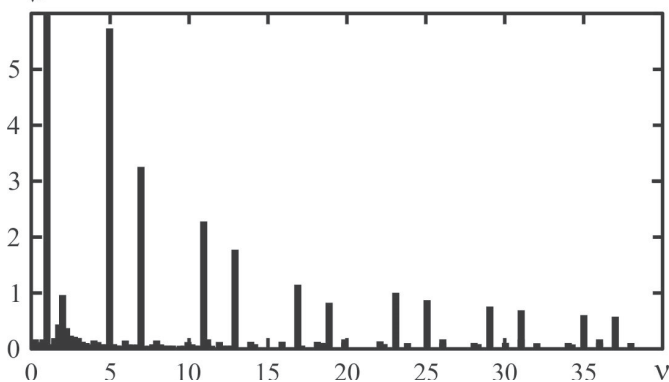


Рис. 5.19. Осцилограма загального струму

 $U_v, \%$ Рис. 5.20. Результати спектрального аналізу напруги на шинах 10 кВ при вимкненому АФ ($K_U = 7,61 \%$)

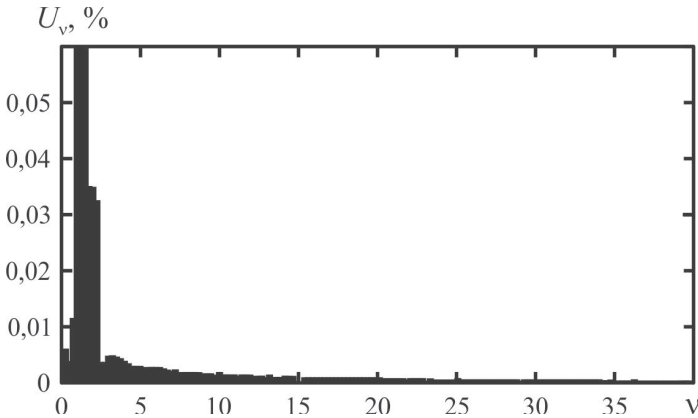


Рис. 5.21. Результати спектрального аналізу напруги на шині 10 кВ при ввімкненому АФ ($K_U = 0,01\%$)

У практичній діяльності щодо компенсації реактивної потужності та зниження рівня вищих гармонік широко використовуються поздовжні активні фільтрувальні пристрої або послідовно увімкнені фільтри. Принцип їх роботи полягає у введенні автономного джерела змінної напруги безпосередньо в коло живлення основного джерела. Амплітудні та фазові характеристики цього джерела регулюються відповідно до встановленого алгоритму. Зрозуміло, що енергетична ефективність активного фільтра зростає при його максимальному наближенні до компенсованого об'єкта та/або точки фільтрації. У розглянутому варіанті схемні рішення активних фільтрів базуються на аналогічних інверторах напруги й струму, що застосовуються у системах паралельного з'єднання. Відмінність полягає виключно у методі приєднання цих пристроїв до електричної мережі. Управління таким активним фільтром реалізується за допомогою широтно-імпульсної модуляції, забезпечуючи відтворення вихідною напругою U_K заданих параметрів опорної напруги U_S .

На рис. 5.22 наведено принципову схему послідовної системи компенсації й фільтрації, що базується на застосуванні активного фільтра.

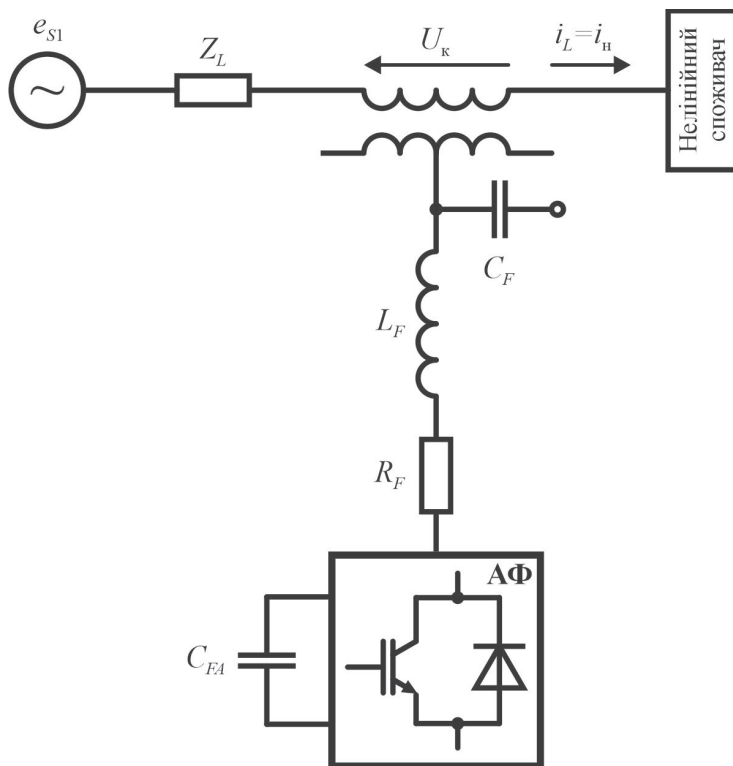


Рис. 5.22. Схема поздовжньої системи компенсації і фільтрації з використанням АФ

Резонансний фільтр C_F , L_F (де R_F відображає втрати) використовується з метою усунення високочастотних спотворень напруги U_K , які з'являються під час модуляційних процесів.

Такі системи надають можливість не тільки досягти зниження вищих гармонік та інтергармонік, а й здійснювати регулювання напруги в споживача, адже напруга U_K може варіюватися як по амплітуді, так і по фазі. Відповідно, послідовна система включення активного фільтра здатна проявляти властивості індуктивного чи ємнісного опору на основній частоті. У другому варіанті її можна розглядати як конденсатор в установці послідовно-ємнісної компенсації.

Активні фільтри можуть розміщуватися у різноманітних точках розподільної мережі (рис. 5.23):

- у точці спільного підключення (на шинах трансформаторної підстанції) – варіант *A*;
- часткове компенсування гармонійних струмів (варіант *B*);
- безпосередньо біля нелінійних навантажень для забезпечення локальної компенсації гармонійних компонентів (варіант *C*).

Варто зазначити, що фільтр сприймає виключно ті гармоніки, які продукуються нелінійним навантаженням, підключеним після місця його розташування. Як приклад, фільтр у варіанті *B* здійснюватиме корекцію тільки гармонійного струму навантажень фідера *S3* і залишатиметься нечутливим до навантажень інших фідерів. Така особливість забезпечує підвищену гнучкість при розробці системи корекції.

За ідеальних умов компенсування гармонійних компонентів має здійснюватися безпосередньо у місці їх виникнення.

З метою оптимізації процесу компенсування гармонік кілька фільтрів можуть об'єднуватися у різноманітних схемних варіантах. Ці конфігурації можуть використовуватися в будь-якій точці розподільчої мережі, пропонуючи повну гнучкість і широкий вибір компенсуючих стратегій.

Існують два варіанти підключення активних фільтрів:

- паралельний варіант з'єднання (рис. 5.24 а);
- каскадний варіант з'єднання (рис. 5.24 б).

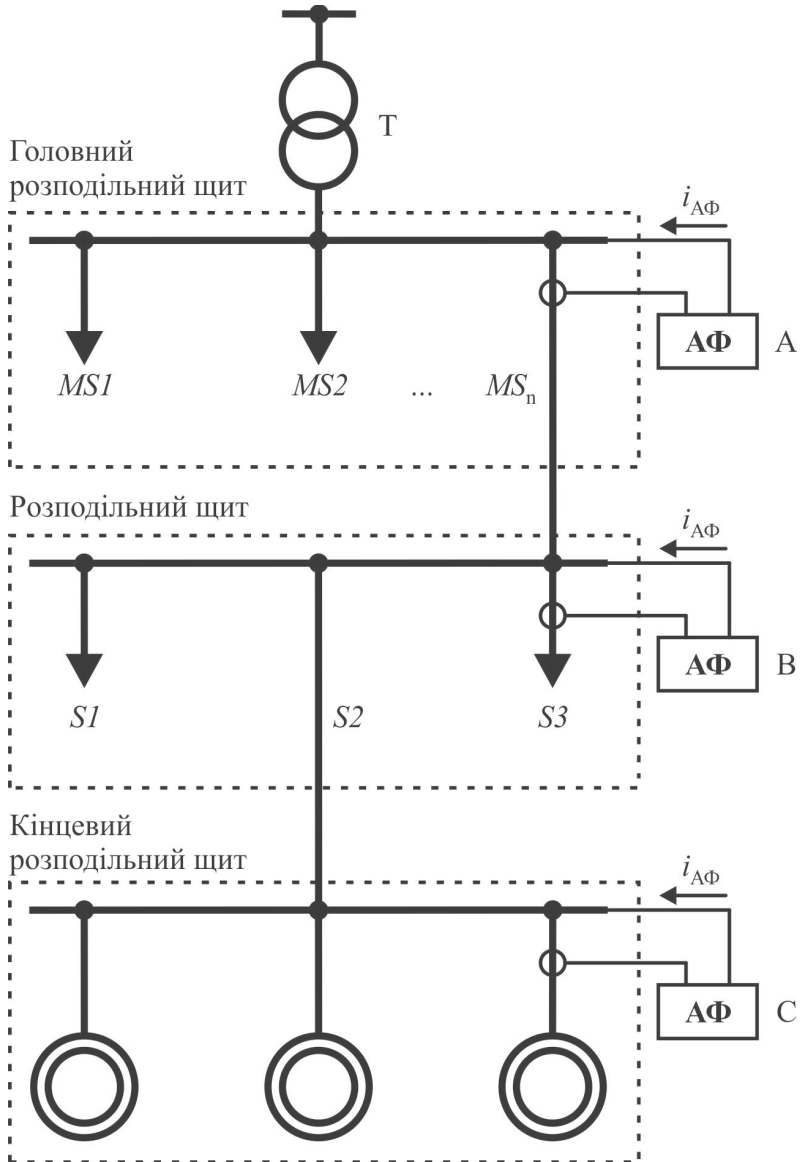


Рис. 5.23. Можливі варіанти встановлення АФ в СЕПП

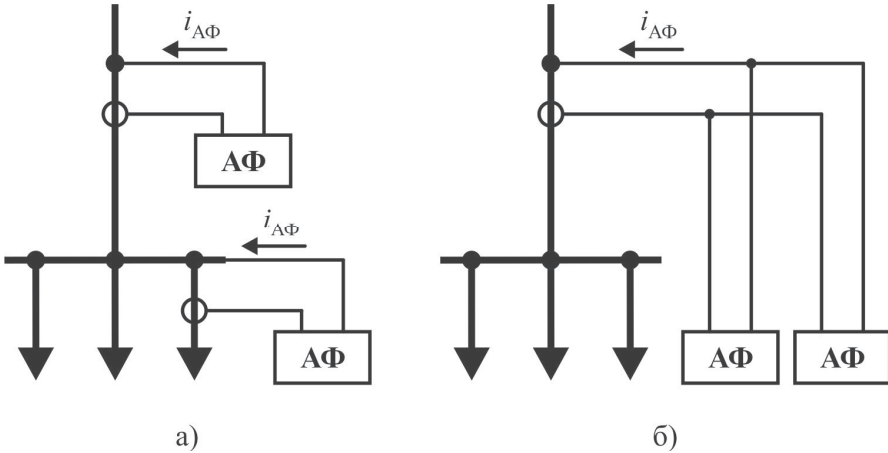


Рис. 5.24. Паралельна та каскадна конфігурація активних фільтрів

До переваг паралельного варіанта з'єднання належать:

- розширені можливості корекції у конкретній точці системи змінного струму завдяки підключенню до чотирьох фільтрів з ідентичним номіналом;
- посилені можливості корекції з метою майбутнього нарощування навантаження;
- підвищений рівень надійності через наявність резерву номінального значення фільтра.

Переваги каскадного варіанта з'єднання:

- нарощування загальної компенсаційної спроможності через застосування фільтрів з ідентичними чи відмінними номіналами;
- компенсування конкретного навантаження або локальна компенсація гармонік, а також загальне компенсування гармонійних компонентів групи нелінійних навантажень.

5.2.5. Гібридні фільтри. Як зазначалося в попередніх пунктах, активні фільтри не мають ряду недоліків, які властиві ФКП. Однак, встановлена потужність активного фільтру виявляється співрозмірною з потужністю нелінійних навантажень. Це пояснюється тим, що через послідовний активний фільтр протікає весь струм споживача (або на затискачах паралельного активного

фільтра присутня повна мережна напруга). Так, для прикладу, коли навантаженням лінії є 6-пульсний мостовий перетворювач, потужність активного фільтра сягає 30 % від активної потужності вентиляного перетворювача. Тому при значних потужностях вентиляльних перетворювачів застосування активних фільтрів стає економічно не вигідним. Альтернативним варіантом є використання так званих гібридних фільтрів, де активний фільтр підключається послідовно чи паралельно до резонансних фільтрів.

На рис. 5.25 представлена схема паралельної, а на рис. 5.26 – послідовної системи гібридної системи компенсації вищих гармонік.

Система на рис. 5.25 має назву паралельної, адже комбінація активних та резонансних фільтрів підключена паралельно до джерела живлення. Трифазна мережа з індуктивностями L_S навантажена 6-пульсним мостовим вентиляним перетворювачем, що живить споживача з параметрами R_0, L_0 . Встановлені ФКП 5-ї і 7-ї гармонік і один широкосмуговий фільтр. Активний фільтр ввімкнений послідовно з ФКП через трансформатори струму з $k_{тр} = 1$. Малий фільтр C_K, L_K служить для усунення вищих гармонік досить високого порядку, що генеруються активним фільтром; останній виконує роль керованого джерела напруги.

В обох системах встановлена потужність активного фільтру виявляється значно меншою, ніж при використанні тільки активного фільтру, тобто активний фільтр відіграє роль допоміжного пристрою, що забезпечує додаткову "підчистку" кривих напруги і струму джерела, що викривляються нелінійним навантаженням.

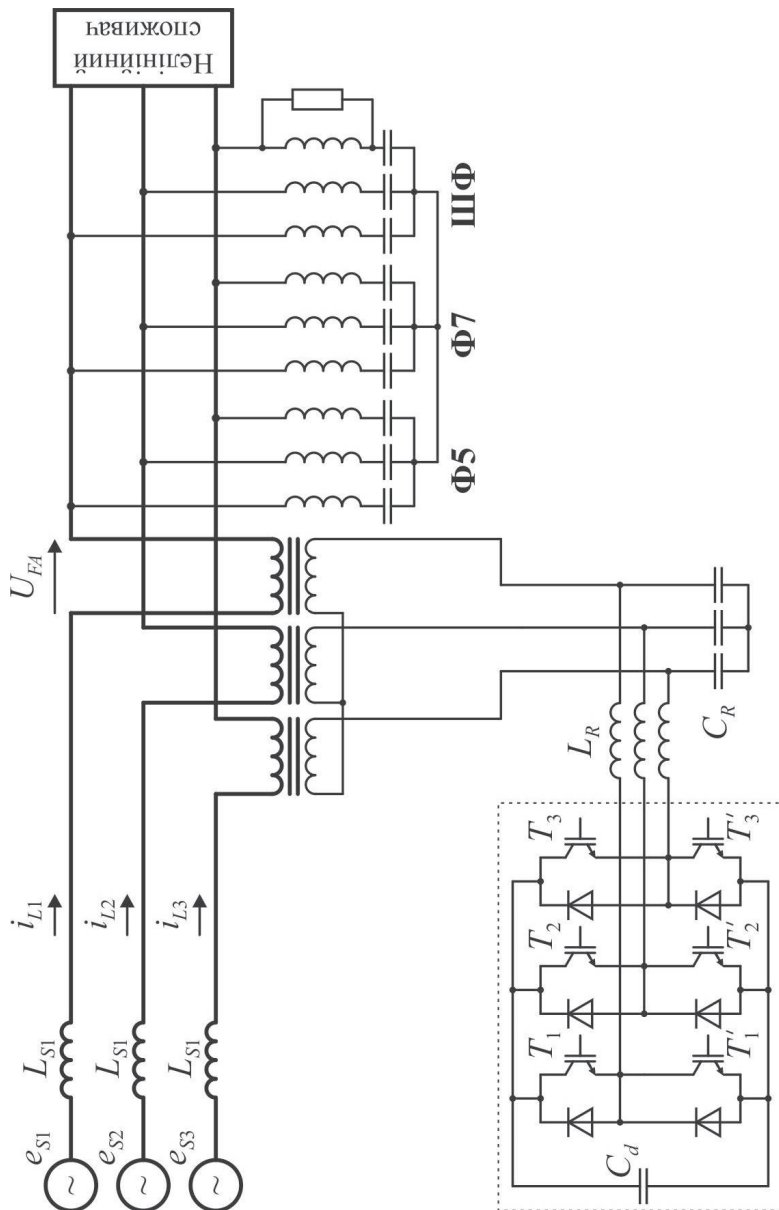


Рис. 5.26. Схема послідовного (поздовжнього) гібридного фільтру

Особливості роботи гібридних фільтрів можна проілюструвати за допомогою їх схем заміщення (рис. 5.27, 5.28).

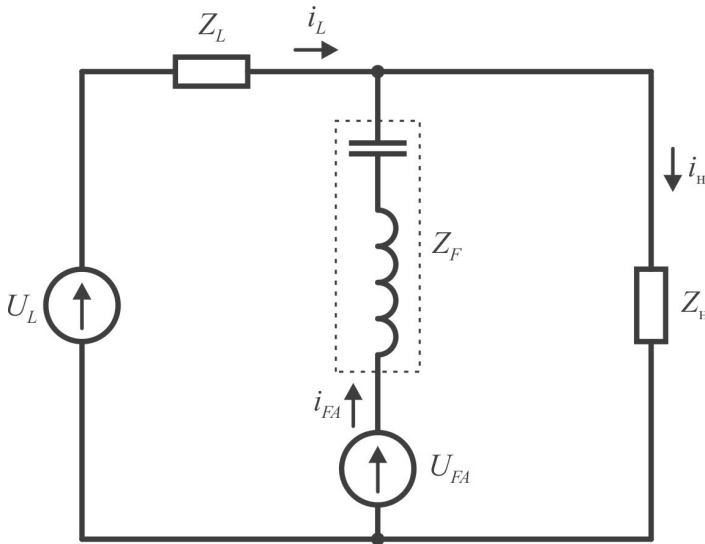


Рис. 5.27. Схема заміщення гібридного фільтра

На рис. 5.27:

U_{FA} – напруга додаткового джерела напруги;

i_{FA} – струм від джерела напруги U_{FA} ;

Z_F – опір фільтра;

Z_H – значення опору нелінійного навантаження;

i_H – струм нелінійного навантаження;

U_L – напруга живлячої мережі;

i_L – струм живлячої мережі;

Z_L – опір живлячої мережі.

За умови синусоїдального характеру напруги U_L та при наявності нелінійного навантаження як генератора гармонічних складових вищого порядку, доцільно сформулювати еквівалентну схему для ν -ї гармонічної компоненти (рис. 5.28).

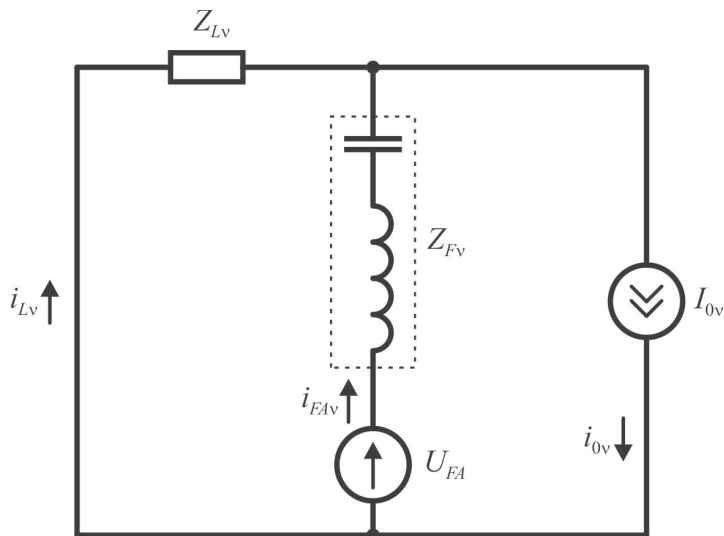


Рис. 5.28. Схема заміщення гібридного фільтру для ν -ї гармоніки

Використовуючи дану схему, можливо наглядно продемонструвати результативність функціонування гібридної системи через підключення додаткового джерела:

$$U_{FA} = K i_{L\nu}, \quad (5.37)$$

де K – коефіцієнт пропорційності, що має розмірність опору;

$i_{L\nu}$ – струм ν -ї гармоніки живлячої мережі, обумовлений неповнотою фільтрації за допомогою активного фільтру.

Із рівняння, складеного згідно другого закону Кірхгофа, витікає:

$$i_{L\nu} (Z_{L\nu} + K) = i_{F\nu} Z_{F\nu}, \quad (5.38)$$

тобто керування напругою U_{FA} , яка пропорційна струму $i_{L\nu}$ еквівалентне ввімкненню послідовно з опором $Z_{L\nu}$ додаткового активного опору, рівного K .

Слід відмітити, що для варіанту послідовного гібридного фільтру результат буде ідентичним.

Отже, додаткове кероване джерело напруги призводить до підвищення імпедансу електричної мережі. За умов сильного керування ($K \gg Z_{Lv}$) генеровані вищі гармоніки циркулюють переважно через фільтро-компенсуючий пристрій.

Варто зазначити, що активний імпеданс K демпфує потенційні резонансні процеси між Z_{Lv} та Z_{Fv} , оскільки вхідний опір живлячої мережі може мати суттєво нелінійну АЧХ.

5.3. Графоаналітичний метод спектрального аналізу осцилограм напруги

Для кількісної оцінки рівня спотворення синусоїдальності форми кривих струму та напруги використовують методи, що засновані на розкладанні періодичних функцій в ряд Фур'є. Сучасні аналізатори якості електроенергії здатні виконувати розкладання кривих струму та напруги в ряд Фур'є та визначати рівні вищих гармонік і значення коефіцієнтів несинусоїдальності (або СКГС). Проте, для більш повного розуміння процесу кількісної оцінки рівня спотворення синусоїдальності форми кривих струму та напруги розглянемо графоаналітичний метод спектрального аналізу осцилограм.

В основі графоаналітичного аналізу покладена можливість розкладання в ряд Фур'є будь-якої періодичної функції, яка задовольняє умовам Діріхле:

$$f(x) = A_0 + \sum_{v=1}^{\infty} A_v \sin(vx) + \sum_{v=1}^{\infty} B_v \cos(vx), \quad (5.39)$$

де A_0 – постійна складова ряду Фур'є:

$$A_0 = \frac{1}{2\pi} \int_0^{2\pi} f(x) dx, \quad (5.40)$$

A_v – коефіцієнт Фур'є при синусних складових:

$$A_v = \frac{1}{\pi} \int_0^{2\pi} f(x) \sin(vx) dx, \quad (5.41)$$

B_v – коефіцієнт Фур'є при косинусних складових:

$$B_v = \frac{1}{\pi} \int_0^{2\pi} f(x) \cos(vx) dx. \quad (5.42)$$

Графоаналітичний метод обчислення коефіцієнтів ряду Фур'є базується на заміні визначеного інтегралу кінцевою сумою компонентів. З цією ціллю період 2π функції $f(x)$ поділяють на n однакових проміжків (рис. 5.29), довжина яких дорівнює:

$$\Delta X = \frac{2\pi}{n}. \quad (5.43)$$

З урахуванням (5.43) постійна складова визначається за формулою:

$$A_0 = \frac{1}{2\pi} \sum_{p=1}^n f_p(x) \frac{2\pi}{n} \quad (5.44)$$

або

$$A_0 = \frac{1}{n} \sum_{p=1}^n f_p(x), \quad (5.45)$$

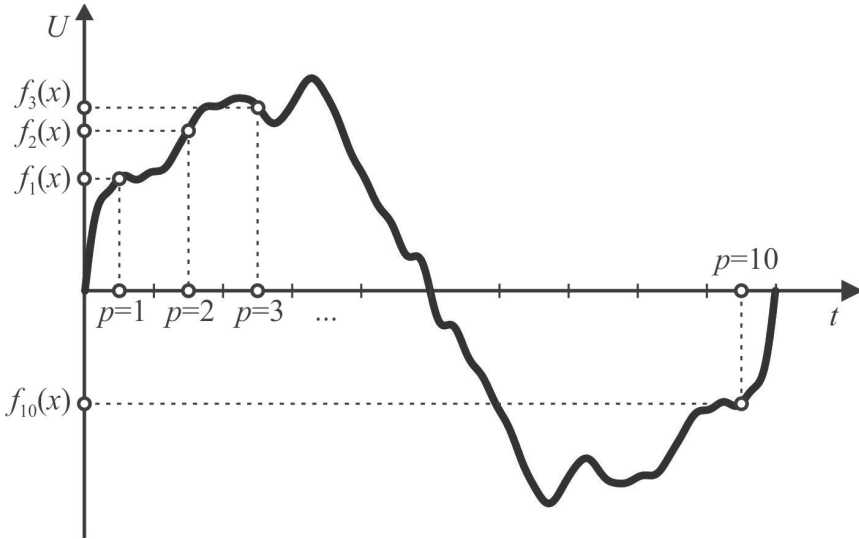


Рис. 5.29. Ілюстрація до графоаналітичного методу спектрального аналізу осцилограм напруги

де p – номер інтервалу ($p = 1 \dots n$);

$f_p(x)$ – значення функції $f(x)$ в середині p -го інтервалу:

$$x = (p - 0,5)\Delta X. \quad (5.46)$$

Вираз для визначення амплітуди синусної складової v -ї гармоніки (5.41) ряду Фур'є з урахуванням (5.43) набуде вигляду:

$$A_v = \frac{2}{n} \sum_{p=1}^n f_p(x) \sin_p vx, \quad (5.47)$$

де $\sin_p vx$ – значення функції $\sin vx$ при $x = p\Delta X$.

Вираз для визначення амплітуди косинусної складової v -ї гармоніки (5.42) ряду Фур'є із врахуванням (5.43) має вигляд:

$$B_v = \frac{2}{n} \sum_{p=1}^n f_p(x) \cos_p vx, \quad (5.48)$$

де $\cos_p vx$ – значення функції $\cos vx$ для $x = p\Delta X$.

Значення амплітуди v -ї гармоніки напруги визначається за формулою:

$$U_v = \sqrt{A_v^2 + B_v^2}. \quad (5.49)$$

Початкові фази гармонік розраховуються за виразом:

$$\alpha_v = \arctg\left(\frac{A_v}{B_v}\right), \quad (5.50)$$

де α_v приймає значення від 0 до π .

Вираз для знаходження діючого значення v -ї гармоніки:

$$U_{vd} = \frac{U_v}{\sqrt{2}}. \quad (5.51)$$

Діюче значення вищих гармонік знаходиться за виразом:

$$U = \sqrt{U_{2d}^2 + U_{3d}^2 + \dots + U_{vd}^2}. \quad (5.52)$$

Вираз для знаходження коефіцієнту несинусоїдальності має такий вигляд:

$$K_{нс} = \frac{\sqrt{U_{2d}^2 + U_{3d}^2 + \dots + U_{vd}^2}}{U_{1d}}. \quad (5.53)$$

5.4. Методика розрахунку показників несинусоїдальності напруги в СЕП

Розрахунок вищих гармонік струму і напруги в СЕП здійснюється методом накладання із використанням схем заміщення мережі.

Значення опорів елементів СЕП визначаються згідно формулам, приведеним в табл. 5.1.

Таблиця 5.1. Вирази для розрахунку опору v -ї гармоніки, Ом

Назва елемента схеми	Номінальна напруга	
	6 кВ	10 кВ
Енергосистема	$x_{\text{сист.}v} = \frac{U_{\text{ном}}^2}{S_{\text{к.з.}}} v$	$x_{\text{сист.}v} = \frac{U_{\text{ном}}^2}{S_{\text{к.з.}}} v$
Двообмотковий силовий трансформатор	$x_{\text{тр.}v} = \frac{4}{S_{\text{тр}}} v$	$x_{\text{тр.}v} = \frac{11}{S_{\text{тр}}} v$
Реактор	$x_{\text{р.}v} = x_{\text{р}} v$	$x_{\text{р.}v} = x_{\text{р}} v$
Силовий трансформатор цехової підстанції	$x_{\text{тп.}v} = \frac{12}{S_{\text{тп}}} v$	$x_{\text{тп.}v} = \frac{34}{S_{\text{тп}}} v$
Синхронний або асинхронний двигун	$x_{\text{дв.}v} = \frac{6}{S_{\text{дв}}} v$	$x_{\text{дв.}v} = \frac{17}{S_{\text{дв}}} v$
Батарея конденсаторів	$x_{\text{бк.}v} = \frac{U_{\text{ном}}^2}{Q_{\text{бк}}} \frac{1}{v}$	$x_{\text{бк.}v} = \frac{U_{\text{ном}}^2}{Q_{\text{бк}}} \frac{1}{v}$
Навантаження цехових підстанцій	$x_{\text{н.}v} = \frac{12}{S_{\text{тп}} + 2S_{\text{дв}}} v$	$x_{\text{н.}v} = \frac{34}{S_{\text{тп}} + 2S_{\text{дв}}} v$

Нелінійні споживачі, зазвичай, характеризуються струмами вищих гармонік. Порядок вищих гармонік струмів, що генеруються перетворювачами частоти, обчислюється згідно з виразом:

$$v = kp \pm 1, \quad (5.54)$$

де p – фазність частотного перетворювача;

$$k=1,2,3,\dots$$

Для шестипульсного частотного перетворювача ($p=6$): $v=5, 7, 11, 13, 17, 19, \dots$. В наближених розрахунках можна обмежитись розрахунком для 5, 7, 11, 13 гармонік.

Максимальні рівні вищих гармонік струму групи ТПЧ однакової потужності визначаються за виразом, А:

$$I_{\Sigma\text{ТПЧ}}(v) = \frac{I_{\text{ТПЧн}}}{1,11(v \pm 1)}, \quad (5.55)$$

де $I_{\text{ТПЧн}}$ – номінальний струм групи ТПЧ, А:

$$I_{\text{ТПЧн}} = n_{\text{ТПЧ}} \frac{0,9U_{\alpha}I_{\alpha}}{\sqrt{3}U_{\text{н}} \cos \varphi} \cdot 10^{-3}, \quad (5.56)$$

де $n_{\text{ТПЧ}}$ – кількість ТПЧ.

Для ТПЧ-800: $U_{\alpha} = 800$ В, $I_{\alpha} = 1550$ А, $\cos \varphi = 0,8$.

В виразі (5.55): знак «+» для $v=5, 13$, знак «-» а для $v=7, 11$.

Максимальні рівні вищих гармонік струму ДСП визначаються за виразом:

$$I_{\text{дсп}v} = \frac{I_{\text{п.тр}}}{v^2}, \quad (5.57)$$

де $I_{\text{п.тр}}$ – величина номінального струму електропічного трансформатора ДСП:

$$I_{\text{п.тр}} = \frac{S_{\text{н.тр}}}{\sqrt{3}U_{\text{н}}}. \quad (5.58)$$

Для СЕП, що містить ДСП, необхідно проводити розрахунок для $v=2 \dots 7$.

Значення сумарного струму для групи однакових ДСП розраховується за виразом:

$$I_{\Sigma_{\text{дспв}}} = I_{\text{дспв}} \sqrt[4]{n}, \quad (5.59)$$

де n – кількість ДСП.

Обчислення рівнів вищих гармонік струму та напруги звичайно здійснюють для двох випадків – з відключеними і підключеними батареями статичних конденсаторів. Для другого випадку необхідно виконувати контроль конденсаторних батарей на надмірне навантаження вищими гармоніками струму. Критерій припустимого надмірного навантаження конденсаторних батарей вищими гармоніками струму:

$$k_{\text{п.БК}} = \frac{I_{\text{еБК}}}{I_{\text{БКном}}} \leq 1,3, \quad (5.60)$$

де $k_{\text{п.БК}}$ – коефіцієнт перевантаження батарей конденсаторів;

$I_{\text{БКном}}$ – значення номінального струму батарей статичних конденсаторів, А:

$$I_{\text{БКном}} = \frac{Q_{\text{БК}}}{\sqrt{3}U_{\text{н}}}, \quad (5.61)$$

$I_{\text{еБК}}$ – еквівалентний струм в колі БК, А:

$$I_{\text{еБК}} = \sqrt{\sum_{v=1}^n I_{\text{БК}v}^2}. \quad (5.62)$$

Порядок розрахунку вищих гармонік напруги в системах електропостачання наступний:

1. У відповідності з однолінійною схемою системи електропостачання складається схема заміщення. При складанні схеми заміщення можливо не враховувати активні опори елементів, а також індуктивні опори повітряних і кабельних ліній.

2. Розраховуються опори v -ї гармоніки елементів системи електропостачання згідно формул, наведених в табл. 5.1.

3. Розраховуються максимальні значення струмів вищих гармонік струму, які генеруються джерелами вищих гармонік згідно виразів (5.54) – (5.59).

4. Проводиться спрощення схеми заміщення системи електропостачання.

5. Одним із методів розрахунку лінійних кіл змінного струму визначаються значення вищих гармонік напруги на шинах 10 кВ (6 кВ) та на шинах 0,4 кВ системи електропостачання для двох характерних режимів:

- режиму роботи системи електропостачання з вимкненими батареями конденсаторів;

- режиму роботи системи електропостачання з увімкненими батареями конденсаторів.

6. Для режиму роботи системи електропостачання з увімкненими батареями конденсаторів розраховуються значення еквівалентних струмів в колі БК згідно (5.62).

7. Розраховуються значення коефіцієнтів несинусоїдальності напруги (СКГС) для режимів, зазначених в п. 5.

8. Для режиму роботи системи електропостачання з увімкненими батареями конденсаторів проводиться розрахунок коефіцієнту перевантаження БК струмами вищих гармонік згідно виразу (5.60).

9. На основі аналізу результатів проведених розрахунків робиться висновок про відповідність (або невідповідність) визначених показників якості електроенергії нормативним значенням.

Приклад розрахунку вищих гармонік напруги в СЕП наведено в кінці розділу.

5.5. Приклади розрахунку несинусоїдальності напруги в СЕП

Приклад 1. Розрахувати рівні вищих гармонік напруги на шинах 10 кВ системи електропостачання промислового підприємства, схема якої зображена на рис. 5.30, для режиму

максимального (увімкнені БК) та мінімального (вимкнені БК) навантаження.

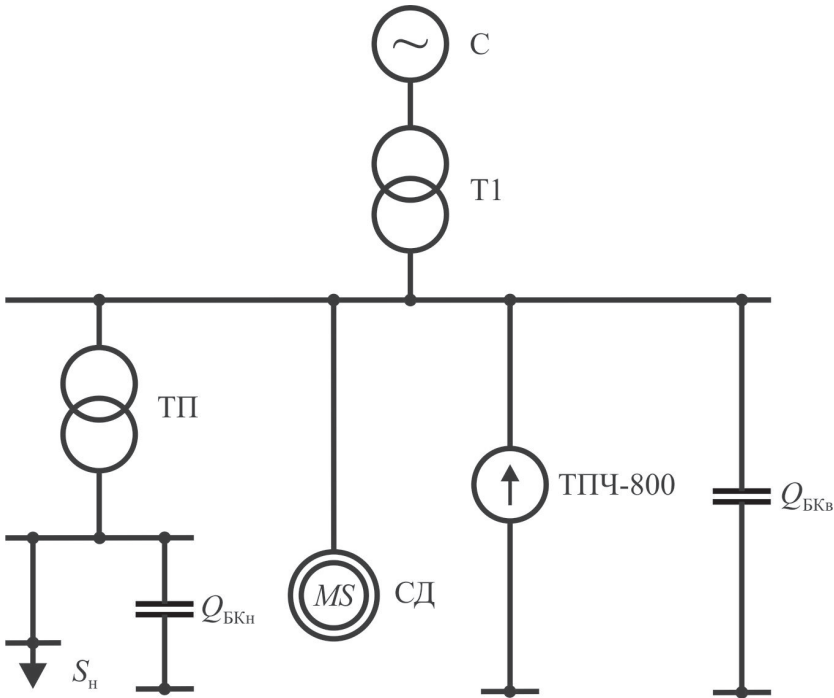


Рис. 5.30. Розрахункова схема системи електропостачання промислового підприємства

Вихідні дані:

Потужність короткого замикання на шинах 110 кВ: $S_{к.з.} = 4000$ МВА; $U_H = 10$ кВ.

Трансформатор Т1: $S_{Т1н} = 16$ МВА.

Синхронні двигуни СД: $S_{СДн} = 0,75$ МВА; $n_{СД} = 2$ шт.

Трансформаторні підстанції ТП: $S_{ТПн} = 1,6$ МВА; $n_{ТП} = 2$ шт.

Навантаження цехових підстанцій Н: $S_{ТПн} = 8,863$ МВА.

Батареї конденсаторів $Q_{БКН}$, $Q_{БКВ}$: $Q_{БКН} = 2,075$ Мвар;
 $Q_{БКВ} = 3,150$ Мвар.

Тиристорний перетворювач частоти ТПЧ-800: $U_{\text{ТПЧн}} = 0,8$ кВ;
 $I_{\text{ТПЧн}} = 1550$ А; $\cos\varphi_{\text{ТПЧ}} = 0,8$; $n_{\text{ТПЧ}} = 8$ шт.

Для розрахунку напруг вищих гармонік складемо схему заміщення СЕП (рис. 5.31).

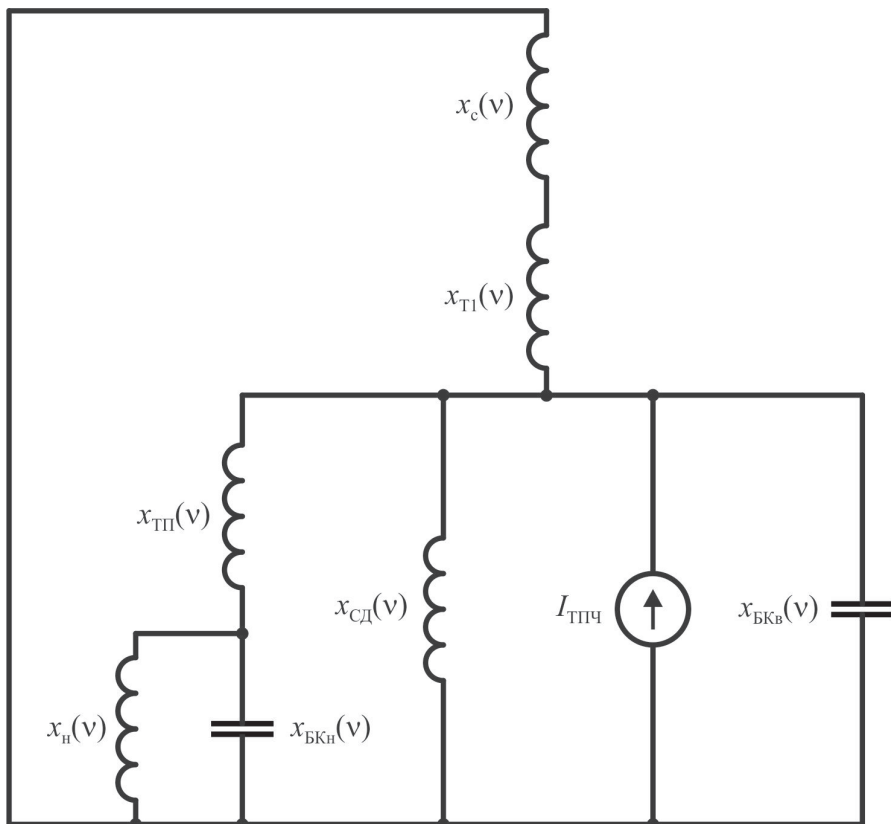


Рис 5.31. Схема заміщення СЕП

Так як СЕП містить тиристорні перетворювачі частоти ТПЧ-800, то в розрахунку будемо враховувати 5, 7, 11, 13 гармоніки.

1. Визначення параметрів схеми заміщення

Значення опору живлячої системи:

$$x_c(v) = \frac{U_H^2}{S_{к.з.}} v = \frac{10^2}{4000} v = 0,025v .$$

Значення опору трансформатора ГЗП:

$$x_{Т1}(v) = \frac{4}{S_{Т1н}} v = \frac{4}{16} v = 0,25v .$$

Значення опору синхронних двигунів:

$$x_{СД}(v) = \frac{17}{S_{СД\Sigma}} v = \frac{17}{2 \cdot 0,75} v = 11,3v ,$$

де $S_{СД\Sigma}$ – значення сумарної потужності синхронних двигунів:

$$S_{СД\Sigma} = S_{СДн} n_{СД} = 0,75 \cdot 2 = 1,5 \text{ МВА} .$$

Значення опору цехових трансформаторів:

$$x_{ТП}(v) = \frac{34}{S_{ТП\Sigma}} v = \frac{34}{12,8} v = 2,66v ,$$

де $S_{ТП\Sigma}$ – значення сумарної потужності силових трансформаторів цехових підстанцій:

$$S_{ТП\Sigma} = S_{ТПн} n_{ТП} = 1,6 \cdot 8 = 12,8 \text{ МВА} .$$

Опір навантаження:

$$x_H(\nu) = \frac{34}{S_H} \nu = \frac{34}{8,863} \nu = 3,84 \nu.$$

Приведений до сторони 10 кВ опір батарей конденсаторів, встановлених на стороні 0,4 кВ:

$$x_{БКН}(\nu) = \frac{U_H^2}{Q_{БКН}} \cdot \frac{1}{\nu} = \frac{10^2}{2,075} \cdot \frac{1}{\nu} = \frac{48,2}{\nu}.$$

Опір батарей конденсаторів, встановлених на стороні 10 кВ:

$$x_{БКВ}(\nu) = \frac{U_H^2}{Q_{БКВ}} \cdot \frac{1}{\nu} = \frac{10^2}{3,150} \cdot \frac{1}{\nu} = \frac{31,7}{\nu}.$$

Схему заміщення СЕП після еквівалентних перетворень наведено на рис. 5.32.

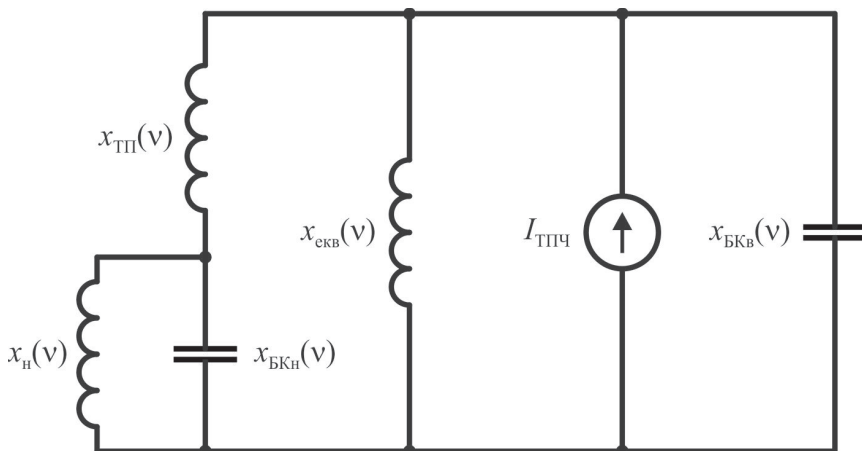


Рис 5.32. Спрощена схема заміщення СЕП

Еквівалентний опір $x_{\text{екв}(v)}$ визначається за формулою:

$$x_{\text{екв}}(v) = \frac{1}{\frac{1}{x_c(v) + x_{T1}(v)} + \frac{1}{x_{CD}(v)}} = \frac{1}{\frac{1}{0,025v + 0,25v} + \frac{1}{11,3v}} = 0,268v.$$

Номинальний струм батарей конденсаторів, підключених до шин 10 кВ:

$$I_{\text{БКВ}} = \frac{Q_{\text{БКВ}}}{\sqrt{3}U_H} \cdot 10^3 = \frac{3,150}{\sqrt{3} \cdot 10} \cdot 10^3 = 275 \text{ А.}$$

Номинальний струм батарей конденсаторів, підключених до шин 0,4 кВ (приведений до сторони 10 кВ):

$$I_{\text{БКН}} = \frac{Q_{\text{БКН}}}{\sqrt{3}U_H} \cdot 10^3 = \frac{2,075}{\sqrt{3} \cdot 10} \cdot 10^3 = 120 \text{ А.}$$

Номинальний струм ТПЧ:

$$I_{\text{ТПЧн}} = n_{\text{ТПЧ}} \frac{0,9U_\alpha I_\alpha}{\sqrt{3}U_H \cos \varphi} \cdot 10^{-3} = 4 \cdot \frac{0,9 \cdot 800 \cdot 1550}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 0,8} \cdot 10^{-3} = 322 \text{ А.}$$

Максимальні рівні вищих гармонік струму групи ТПЧ:

$$I_{\text{ТПЧС}}(v) = n_{\text{ТПЧ}} \frac{I_{\text{ТПЧн}}}{1,11(v \pm 1)} = 4 \cdot \frac{80,4}{1,11(v \pm 1)} = \frac{322}{1,11(v \pm 1)} \text{ А.}$$

Коефіцієнт кратності батарей конденсаторів напругою 10 кВ:

$$k_B(v) = \frac{x_{\text{ТП}}(v) + \frac{x_{\text{БКН}}(v)x_H(v)}{x_{\text{БКН}}(v) - x_H(v)}}{\frac{x_{\text{БКВ}}(v)x_{\text{екв}}(v)}{x_{\text{БКВ}}(v) - x_{\text{екв}}(v)} + x_{\text{ТП}}(v) + \frac{x_{\text{БКН}}(v)x_H(v)}{x_{\text{БКН}}(v) - x_H(v)}} \cdot \frac{x_{\text{екв}}(v)}{x_{\text{екв}}(v) - x_{\text{БКВ}}(v)}.$$

Коефіцієнт кратності батареї конденсаторів напругою 0,4 кВ:

$$k_H(v) = \frac{\frac{x_{БКВ}(v)x_{ЕКВ}(v)}{x_{БКВ}(v) - x_{ЕКВ}(v)}}{\frac{x_{БКВ}(v)x_{ЕКВ}(v)}{x_{БКВ}(v) - x_{ЕКВ}(v)} + x_{ТП}(v) + \frac{x_{БКН}(v)x_H(v)}{x_{БКН}(v) - x_H(v)}} \cdot \frac{x_H(v)}{x_H(v) - x_{БКН}(v)}$$

Розрахунок значень $I_{ТПЧ\Sigma}$, k_B , k_H , $I_{БКВ}$, $I_{БКН}$ для 5, 7, 11 та 13 гармонік зведений в табл. 5.2.

Таблиця 5.2. Результати визначення $I_{ТПЧ\Sigma}$, k_B , k_H , $I_{БКВ}$, $I_{БКН}$ для 5, 7, 11 та 13 гармонік

Розрахункова величина	№ гармоніки			
	5	7	11	13
Струм групи ТПЧ на v -й гармоніці: $I_{ТПЧ\Sigma}(v) = \frac{322}{1,11(v \pm 1)}$, А	48,35	48,35	29,01	20,72
Коеф. кратності струму k_B	-0,37	-0,53	-10,43	4,54
Коеф. кратності струму k_H	-0,78	0,34	1,38	-0,39
Струм v -ї гармоніки у колі БК 10 кВ: $I_{БКВ} = k_B I_{ТПЧ\Sigma}$, А	-18,0	-25,5	-303,0	94,0
Струм v -ї гармоніки у колі БК 0,4 кВ: $I_{БКН} = k_H I_{ТПЧ\Sigma}$, А	-37,9	16,6	39,9	-8,10

Еквівалентний струм в колі батареї конденсаторів 10 кВ:

$$I_{еБКВ} = \sqrt{\sum_{v=1}^{13} I_{БКВ}(v)^2} =$$

$$= \sqrt{275^2 + (-18,0)^2 + (-25,5)^2 + (-303,0)^2 + 94,0^2} = 421 \text{ А.}$$

Еквівалентний струм в колі батареї конденсаторів 0,4 кВ:

$$I_{\text{еБКн}} = \sqrt{\sum_{v=1}^{13} I_{\text{БКн}}(v)^2} =$$

$$= \sqrt{120^2 + (-37,9)^2 + 16,6^2 + 39,9^2 + (-8,1)^2} = 133 \text{ А.}$$

Коефіцієнт перевантаження струмами вищих гармонік БК на стороні 10 кВ:

$$k_{\text{пБКв}} = \frac{I_{\text{еБКв}}}{I_{\text{БКв}}} = \frac{421}{275} = 1,53 > 1,3.$$

Коефіцієнт перевантаження струмами вищих гармонік БК на стороні 0.4 кВ:

$$k_{\text{пБКн}} = \frac{I_{\text{еБКн}}}{I_{\text{БКн}}} = \frac{133}{120} = 1,11 < 1,3.$$

Проведемо розрахунок коефіцієнту несинусоїдальності напруги на шинах 10 кВ для двох випадків – мінімального режиму СЕП (БК вимкнені) та максимального режиму СЕП (БК увімкнені).

Спрощена схема заміщення СЕП для випадку мінімального режиму СЕП наведена на рис. 5.33.

Еквівалентний опір системи електропостачання:

$$x_{\text{СЕП}}(v) = \frac{1}{\frac{1}{x_{\text{ТП}}(v)} + \frac{1}{x_{\text{екв}}(v)} + \frac{1}{x_{\text{СД}}(v)}} =$$

$$= \frac{1}{\frac{1}{2,66v} + \frac{1}{0,268v} + \frac{1}{11,3v}} = 0,252v.$$

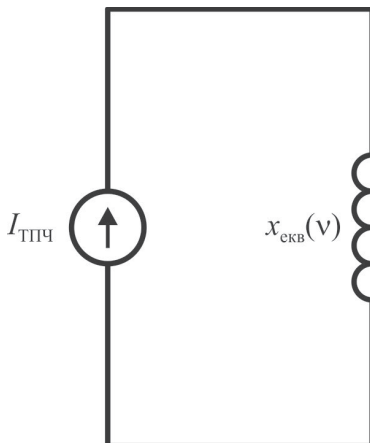


Рис. 5.33. Спрощена схема заміщення системи електропостачання промислового підприємства

Рівні вищих гармонік напруги на шинах 10 кВ розраховуються згідно виразу:

$$U_{\text{ш}}(v) = I_{\text{ТПЧ}}(v)x_{\text{СЄП}}(v).$$

В табл. 5.3 приведені результати розрахунку $x_{\text{СЄП}}(v)$ і $U_{\text{ш}}(v)$.

Таблиця 5.3. Результати розрахунку $x_{\text{СЄП}}(v)$ і $U_{\text{ш}}(v)$

Розрахункова величина	№ гармоніки			
	5	7	11	13
Струм групи ТПЧ на v -й гармоніці, А	48,35	48,35	29,01	20,72
Опір СЄП на v -й гармоніці, Ом: $x_{\text{СЄП}}(v) = 0,252v$	1,26	1,76	2,77	3,28
Напруга на шинах 10 кВ СЄП на v -й гармоніці, кВ $U_{\text{ш}}(v) = I_{\text{ТПЧ}}(v)x_{\text{СЄП}}(v)$	60,92	85,29	80,42	67,88

Коефіцієнт несинусоїдальності кривої напруги на шинах 10 кВ СЕП при вимкнених батареях конденсаторів:

$$k_U = \frac{\sqrt{\sum_{v=5}^{13} U_{ш}(v)^2}}{U_H} \cdot 100 =$$

$$= \frac{\sqrt{60,92^2 + 85,29^2 + 80,42^2 + 67,88^2}}{10 \cdot 10^3} \cdot 100 = 1,49 \%$$

При увімкнених БК потужністю Q_B , напруги гармонік у гілці БК визначаються за формулою:

$$U_{ш}(v) = I_{БКв}(v) x_{БКв}(v).$$

В таблиці 5.4 приведені результати розрахунку $x_{БКв}(v)$ і $U_{ш}(v)$.

Таблиця 5.4. Результати розрахунку $x_{БКв}(v)$ і $U_{ш}(v)$

Розрахункова величина	№ гармоніки			
	5	7	11	13
Опір БК 10 кВ на v -й гармоніці: $x_{БКв}(v) = \frac{31,7}{v}$	6,34	4,53	2,88	2,44
Напруга на шинах 10 кВ СЕП на v -й гармоніці, кВ $U_{ш}(v) = I_{БКв}(v) x_{БКв}(v)$	-114,0	-115,0	-873,2	229

Коефіцієнт несинусоїдальності кривої напруги на шинах 10 кВ системи електропостачання при вимкнених батареях конденсаторів:

$$k_{U_B} = \frac{\sqrt{\sum_{v=5}^{13} U_{III}(v)^2}}{U_H} \cdot 100 =$$

$$= \frac{\sqrt{(-114,0)^2 + (-115,0)^2 + (-873,2)^2 + 229,0^2}}{10 \cdot 10^3} \cdot 100 = 9,17 \%$$

В режимі роботи СЕП з увімкненими батареями конденсаторів коефіцієнт несинусоїдальності напруги на шинах 10 кВ перевищує допустиме значення:

$$k_U = 9,17 \% > 5 \% (8 \%)$$

Також має місце недопустиме перевантаження високовольтних батарей конденсаторів струмами вищих гармонік:

$$k_{пБКВ} = 1,42 > 1,3.$$

Для зменшення показників несинусоїдальності напруги в даному режимі роботи системи електропостачання до допустимих значень необхідне встановлення ФКП.

Приклад 2. Розрахувати параметри ФКП для СЕП із прикладу 1.

Для СЕП із прикладу 1 необхідне встановлення ФКП 5, 7, 11, 13 гармонік. Розрахунок параметрів цих ФКП наведено в табл. 5.5.

Таблиця 5.5. Розрахунок параметрів ФКП

№ п/п	Вихідні дані і розрахункові величини	Розрахунковий вираз	№ вищої гармоніки			
			5	7	11	13
1	2	3	4	5	6	7
<i>Вихідні дані</i>						
1.	Потужність трифазного к.з. на шинах 10 кВ системи електропостачання, МВА	$S_{кз}$	150			
2.	Робоча напруга, кВ	$U_{ш}$	10			
3.	Номинальна напруга БК, кВ	$U_{н.БК}$	6,6			
4.	Розрахункові величини гармонік напруги, В	U_v	-114	-115	-873	229
5.	Розрахункові величини гармонік напруги, %	$U_{v,\%} = \frac{U_v}{U_{ном}} \cdot 100\%$	-1,14	-1,15	-8,73	2,29
6.	Допустимі гармоніки лінійної напруги, %	$U_{v доп}$	6	5	3,5	3
7.	Розрахункові величини струмів вищих гарм., А	I_v	48,35	48,35	29,01	20,72
8.	Сумарна (необхідна) потужність батарей конденсаторів, що встановлені на ГЗП, квар	$Q_{необх}$	5459,78			
<i>Вибір БК для силових фільтрів</i>						
9.	Коефіцієнт збільшення напруги основної частоти на батареї конденсаторів порівняно з $U_{ш}$, в.о.	$a_p = \frac{v^2}{v^2 - 1}$	1,042	1,021	1,008	1,006
10.	Напруга основної частоти на БСК ФКП, кВ	$U_{1c} = \frac{\alpha U_{ш}}{\sqrt{3}}$	6,014	5,894	5,822	5,808
11.	Попередньо обрана номінальна напруга фільтру	$U_{1c} \leq U_{н.БК} \leq 1,3U_{1c}$	6,6	6,6	6,6	6,6
12.	Коефіцієнт завантаження батареї по напрузі основної частоти	$0,77 \leq C_{U1} = \frac{U_{1c}}{U_{н.БК}} \leq 1$	0,911	0,893	0,882	0,879
13.	Коефіцієнт завантаження батареї по повному струму	$C_i = \frac{1}{C_{U1}} \leq C_{i,доп} = 1,3$	1,097	1,120	1,134	1,136
14.	Коефіцієнт завантаження батареї за струмом гармоніки	$C_{iv} = \sqrt{C_i^2 - C_{U1}^2} \leq C_{iv,доп} = \sqrt{1,3^2 - C_{U1}^2}$	0,612	0,676	0,712	0,719

Продовження табл. 5.5

1	2	3	4	5	6	7
15.	Потужність батареї за умовою ефективності абсорбування струму вищої гармоніки, квар	$Q'_{\text{БК}} = K_p S_{k3} \cdot 10^3$ де $K_p \geq 0,45 \cdot 10^{-2}$, $\nu = 5$ $K_p \geq 0,25 \cdot 10^{-2}$, $\nu = 7$ $K_p \geq 0,1 \cdot 10^{-2}$, $\nu = 11, 13$	675	375	150	150
16.	Потужність БК за умовою недопустимого перевантаження, квар	$Q''_{\text{БК}} \geq \frac{3U_{\text{н.БК}} K_{IV} I_V}{C_{IV}}$ $K_{IV} = 1,2$, $\nu = 5, 7$ $K_{IV} = 1,1$, $\nu = 11, 13$	1878	1700	887	627,6
17.	Прийняте значення стандартної потужності батареї фільтру, квар (найбільше із значень по пп. 15, 16)	$Q_{\text{н.Ф}}$	2400	2400	1200	800
18.	Номінальний струм батареї фільтру, А	$I_{\text{н.Ф}} = \frac{Q_{\text{н.Ф.}}}{3U_{\text{н.БК}}}$	121,2	121,2	60,61	40,40
19.	Компенсаційна здатність фільтру, квар	$Q_{1\Phi} = Q_{\text{н.Ф}} C_{U1}^2$	1992	1914	933,6	619,4
20.	Сумарна компенсаційна потужність всіх ФКП, квар	$Q_{1\Phi i} = \sum_1^n Q_{1\Phi i}$	5459,78			
21.	Необхідна додаткова потужність пристроїв компенсації	$Q_{\text{к.п}} = Q_{\text{необх}} - Q_{1\Phi i}$	0,00			
22.	Характеристичний опір ФКП, Ом	$\rho = \frac{3U_{\text{н.БК}}^2 \cdot 10^3}{Q_{\text{н.Ф}} \nu}$	10,89	7,779	9,900	12,56
23.	Максимальне значення напруги резонансної частоти на елементах ФКП, кВ	$U_{\text{вс,max}} = U_{\text{вр,max}} =$ $= I_{\text{н.Ф}} C_{IV\text{доп}} \rho \cdot 10^{-3}$	1,224	0,891	0,573	0,486
24.	Максимальна повна напруга на батареї фільтру, кВ	$U_{\text{с,max}} = \sqrt{U_{1\text{с}}^2 + U_{\text{вс,max}}^2}$	6,137	5,961	5,850	5,828
25.	Фактичний коефіцієнт завантаження батареї за струмом гармоніки	$C_{IV\Phi} = \frac{I_V K_{IV}}{I_{\text{н.Ф}}}$	0,479	0,479	0,527	0,564

Продовження табл. 5.5

1	2	3	4	5	6	7
<i>Вибір реакторів силових фільтрів</i>						
26.	Реактивний опір реактора на основній частоті, Ом	$X_{1p} = \frac{\rho}{\nu}$	2,178	1,111	0,900	0,967
27.	Номінальний струм реактора фільтру, А	$I_{н.р} \geq 1,3I_{н.ф}$	120	120	80	40
28.	Напруга основної частоти на реакторі фільтру, кВ	$U_{1p} = \frac{1}{\sqrt{2}-1} \cdot \frac{U_{ш}}{\sqrt{3}}$	0,241	0,120	0,048	0,034
29.	Максимальна повна напруга на реакторі фільтру, кВ	$U_{p,max} = \sqrt{U_{1p}^2 + U_{vp,max}^2}$	1,247	0,899	0,575	0,487
30.	Номінальна напруга реактора фільтра, кВ	$U_{н.р} \geq U_{p,max}$	6,6	6,6	6,6	6,6
<i>Визначення ефективності силових фільтрів</i>						
31.	Необхідна добротність фільтру	$q_v \geq \frac{C_{iv\phi} m \cdot}{\sqrt{(U_{v,доп} \nu)^2 - (C_{iv\phi} m \alpha^2 \cdot 100)^2}} \cdot 100$, де $\alpha = 0,015$; $m = \frac{\sqrt{3}U_{н.бк}}{U_{ш}}$	1,824	1,563	1,563	1,653
32.	Прийнята добротність фільтру	q_{vh}	40	35	25	20
33.	Залишкова лінійна напруга гармоніки після встановлення фільтру, %	$U_{v,зал} = \frac{C_{iv\phi} m \cdot 100}{\nu} \cdot \sqrt{\frac{1}{q_v^2} + \alpha^2}$	0,319	0,228	0,234	0,259
34.	Коефіцієнт ефективності фільтру	$K_{эф} = \frac{U_{v,зал}}{U_{v, \%}} \leq 1$	-0,28	-0,2	-0,03	0,113
35.	Коефіцієнт несинусоїдальності після встановлення фільтрів, %	$K_U = \sqrt{\sum_1^m (U_{v,зал})^2}$	0,53			

До встановлення прийняті наступні ФКП:

- для 5-ї гармоніки: ФКП-5-6(10)-2400;
- для 7-ї гармоніки: ФКП-7-6(10)-2400;

- для 11-ї гармоніки: ФКП-11-6(10)-1200;

- для 13-ї гармоніки: ФКП-13-6(10)-800.

Таким чином ми бачимо, що після встановлення ФКП коефіцієнт несинусоїдальності кривої напруги на шинах 10 кВ знизився до допустимого значення.

Контрольні запитання

1. Що таке несинусоїдальні режими роботи електричних мереж і чим вони викликані?

2. Які основні джерела вищих гармонік у системах електропостачання?

3. Як впливають вищі гармоніки на електрообладнання та якість електроенергії?

4. Яким чином визначається коефіцієнт гармонічних складових напруги та струму?

5. У чому полягає метод рядів Фур'є при аналізі несинусоїдальних сигналів?

6. Які види спотворень напруг і струмів у СЕП розрізняють?

7. Що таке коефіцієнт несинусоїдальності напруги та струму і як він розраховується?

8. Які нормативні обмеження встановлені для коефіцієнта несинусоїдальності напруги в електричних мережах?

9. Як наявність вищих гармонік впливає на втрати потужності в електричних мережах?

10. Які методи використовуються для обмеження та компенсації впливу вищих гармонік?

11. У чому полягає принцип роботи фільтрокомпенсуючих пристроїв (ФКП)?

12. Чим відрізняються пасивні та активні фільтри гармонік?

13. Як здійснюється вибір параметрів фільтрокомпенсуючих пристроїв для конкретної електричної мережі?

14. Які особливості мають сучасні багатофункціональні фільтри при компенсації гармонік?

15. Який практичний висновок можна зробити з прикладу розрахунку несинусоїдальності в СЕП, наведеного в розділі?

РОЗДІЛ 6

**ЕКОНОМІЧНІ ЗБИТКИ
ВІД НЕЯКІСНОЇ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ**

В даному розділі підручника наведена інформація про негативний вплив неякісної електроенергії на роботу електроприймачів, а також висвітлені питання визначення економічних збитків, спричинених погіршенням якості електроенергії.

6.1. Негативний вплив зниження якості електроенергії на роботу електроприймачів

Відхилення показників якості електроенергії від установлених норм негативно позначаються на роботі електрообладнання як енергопостачальних організацій, так і електроспоживачів. Вони можуть спричинити значні збитки у промисловості, сільськогосподарському виробництві, у побуті. Розглянемо вплив якості електроенергії на найпоширеніші види споживачів.

6.1.1. Вплив відхилень та коливань напруги. Найбільш поширеними приймачами електроенергії як у промисловості, так і у сільському господарстві є асинхронні електродвигуни. Відхилення електричної напруги від номінального рівня суттєво впливає на їх функціонування, і може призвести до змін механічних характеристик електричних двигунів (рис. 6.1).

Оскільки момент обертання електродвигуна знаходиться у квадратичній залежності від величини напруги на клеммах, зменшення напруги спричиняє зниження крутного моменту та швидкості обертання валу двигуна через збільшення показника ковзання.

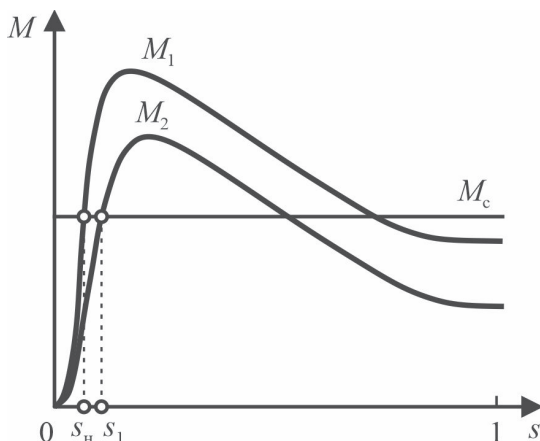


Рис. 6.1. Механічні характеристики двигуна при номінальному рівні напруги (M_1) та при зниженні напруги (M_2)

Ступінь зменшення швидкості обертання визначається характером зміни моменту навантаження M_c (на рис 6.1 величина M_c вважається незмінною) та рівнем завантаженості електродвигуна. Залежність швидкості обертання валу електромотора від величини напруги може бути представлена у наступному вигляді:

$$n = n_c \left(1 - k_3 \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{U^2} s_{\text{НОМ}} \right), \quad (6.1)$$

де n_c – синхронна частота обертання валу двигуна;

k_3 – коефіцієнт завантаження електродвигуна;

$U_{\text{НОМ}}$ – номінальна напруга двигуна;

$s_{\text{НОМ}}$ – номінальне ковзання двигуна.

Згідно з формулою (6.1), за умови невеликих навантажень на електродвигун швидкість обертання валу перевищуватиме номінальну швидкість обертання (що досягається при штатному завантаженні двигуна). За таких обставин падіння напруги не спричиняє погіршення продуктивності технологічного устаткування, адже швидкість обертання двигунів не знижується нижче встановленого номінального рівня.

За умов експлуатації електродвигунів при максимальному завантаженні зниження напруги спричиняє падіння швидкості обертання. Коли продуктивність механічних систем безпосередньо залежить від швидкості обертання електродвигуна, на клеммах таких двигунів потрібно забезпечувати напругу не менше номінального рівня. За умов суттєвого падіння напруги на клеммах електродвигунів, які експлуатуються при максимальному завантаженні, момент навантаження механізму здатний перевершити крутний момент, що спричинить зупинку агрегату. За подібних обставин, задля запобігання пошкодженням, електродвигун слід від'єднати від електромережі.

Зниження рівня напруги в мережі впливає на умови пуску асинхронних електродвигунів, оскільки пусковий момент залежить від квадрата напруги. При значному зниженні напруги двигун може не запуститись.

Величина напруги на клеммах електродвигуна визначає рівень споживання ним активної та реактивної потужності. Коли відбувається падіння напруги на затискачах двигуна, реактивна потужність намагнічування знижується (на 2–3 % за умови зменшення напруги на 1 %), при незмінній споживаній потужності зростає сила струму двигуна, що спричиняє перегрівання ізоляційних матеріалів.

Коли двигун функціонує за умов пониженої напруги протягом тривалого періоду, це спричиняє інтенсивну деградацію ізоляційних матеріалів, що призводить до скорочення його експлуатаційного ресурсу.

Орієнтовно експлуатаційний ресурс ізоляційних матеріалів T може бути розрахований таким способом:

- у випадку додатніх значень відхилень напруги:

$$T = \frac{T_{\text{НОМ}}}{k_3}, \quad (6.2)$$

- у випадку від'ємних значень відхилень напруги:

$$T = \frac{T_{\text{ном}}}{(46\Delta U^2 - 7,55\Delta U + 1)k_3}, \quad (6.3)$$

де $T_{\text{ном}}$ – термін служби ізоляції електродвигуна при номінальних значеннях напруги та навантаження.

Отже, з точки зору температурного режиму для електродвигунів більш небезпечними є від'ємні відхилення напруги. Падіння напруги спричиняє також значне збільшення реактивної потужності, яка втрачається в індуктивних опорах ліній, силових трансформаторів та, власне, асинхронних електродвигунів.

Функціонування електромоторів за умов завищених рівнів напруги спричиняє зростання споживання реактивної потужності цими двигунами. При цьому зі зниженням коефіцієнта навантаження електродвигуна питома споживання реактивної енергії збільшується. В середньому за кожний відсоток зростання напруги споживання реактивної потужності зростає на 3 % та більше (переважно через збільшення струму холостого ходу двигуна), що, відповідно, спричиняє підвищення втрат активної потужності в компонентах електромережі [7].

Варто зазначити, що електричні печі також є чутливими до відхилень напруги. Зокрема, коли напруга електродугових печей знижується на 7%, відбувається збільшення тривалості процесу виплавки сталі у 15 разів. Зростання напруги на 5% та вище спричиняє надмірне споживання ними електроенергії.

Відхилення напруги негативно позначаються на функціонуванні електрозварювального обладнання. Зокрема, агрегати контактного зварювання при відхиленні напруги на 15 % продукують повністю неякісну продукцію [8].

6.1.2. Вплив несиметрії напруги. Несиметрія напруг здійснює негативний вплив на функціонування всіх елементів електричної мережі, викликаючи додаткові втрати активної потужності, знижуючи термін служби електроустаткування та економічні показники його роботи [9].

Розглянемо вплив несиметрії напруг на функціонування найбільш поширених електроспоживачів.

Асинхронні електродвигуни. При несиметричному режимі особливий вплив на роботу асинхронних електродвигунів надає напруга зворотної послідовності. Опір зворотної послідовності електродвигунів приблизно рівний опору двигуна із загальмованим ротором та, відповідно, у 5-8 разів менший за опір прямої послідовності. Внаслідок цього, навіть незначна несиметрія напруг спричиняє значні рівні струмів зворотної послідовності. Ці струми, накладаючись на струми прямої послідовності, формують протидіючий крутний момент і спричиняють додаткове нагрівання статора та ротора (особливо масивних елементів ротора), що призводить до інтенсивного старіння ізоляції електродвигуна, зменшення його номінальної потужності.

Експлуатаційний ресурс максимально навантаженого асинхронного електродвигуна, який функціонує за умов несиметрії напруги на рівні 4%, знижується удвічі. За рівня несиметрії напруги 5% його потужність зменшується на 5–10% [10].

Синхронні машини. Коли в електричній мережі порушується симетрія напруг, це призводить до формування струмів зворотної послідовності. У синхронних електричних машинах такі процеси спричиняють збільшення втрат активної потужності. Одночасно відбувається підвищення температури як статорної, так і роторної частин машини. Крім того, можливе виникнення небезпечних вібраційних процесів, які є наслідком появи змінних за знаком крутних моментів та тангенціальних зусиль, які коливаються з частотою, що вдвічі перевищує мережеву. За умов суттєвої несиметрії напруг вібраційні процеси можуть становити серйозну загрозу, передусім при зниженій механічній міцності та присутності дефективних зварювальних швів. Коли несиметрія струмів залишається в межах 30%, критичні перенапруги в конструктивних елементах, як правило, не формуються.

Згідно з Правилами технічної експлуатації електричних станцій та мереж допускається тривале функціонування генераторів та синхронних компенсуючих пристроїв в умовах несиметрії фазних струмів. При цьому відхилення струмових значень не повинно перевищувати 10% від номінального струму статорної обмотки для турбогенераторів, і 20% – для гідрогенераторів. Водночас фазні струми повинні не перевищувати

номінальних значень. У випадку невиконання зазначених вимог слід застосовувати особливі методи для зниження рівня несиметрії.

Електричні мережі. За наявності в мережі несиметрії напруги по проводах ліній електропередачі протікатимуть струми зворотної та нульової послідовності. Наслідком цього є зростання сумарних струмів в окремих фазах, що спричиняє підвищення втрат активної потужності. Такі процеси можуть виявитися неприйнятними з точки зору теплового режиму. Струми нульової послідовності безперервно циркулюють через заземлювальні контури. Це призводить до додаткового висихання ґрунту та зростання опору заземлювальних систем, що, в свою чергу, негативно впливає на роботу релейного захисту, низькочастотних установок зв'язку та пристроїв залізничного блокування.

Одним із елементів мережі є трансформатори. При подачі на трансформатор несиметричної напруги під дією складових зворотної та нульової послідовності відбувається несиметрія вихідної напруги. Несиметрія напруги викликає значне скорочення терміну служби трансформаторів внаслідок перегріву його ізоляції. У разі вибору граничного завантаження трансформатора з умов рівності струму номінальному для найбільш завантаженої фази, його пропускна здатність у несиметричному режимі роботи зменшується на 42% потужності однофазного еквівалентного навантаження.

Конденсаторні установки. За умов несиметрії напруг в конденсаторних батареях спостерігається нерівномірний розподіл реактивного навантаження між фазами. Такий режим роботи унеможливорює максимальне використання їх номінальної потужності. Окрім цього конденсаторні батареї в таких умовах підсилюють наявну в мережі несиметрію, оскільки генерування реактивної потужності у фазі з мінімальною напругою виявляється нижчим порівняно з іншими фазами.

Однофазні електроприймачі. Несиметрія напруг значно позначається на роботі однофазних електроприймачів. Зокрема, лампи розжарення, що живляться від фази з підвищеною напругою, демонструють інтенсивніший світловий потік, проте характеризуються істотно скороченим періодом експлуатації відносно ламп, що живляться від нижчої напруги. Несиметричні

режими ускладнюють функціонування пристроїв релейного захисту, спричиняють неточності в роботі приладів обліку електричної енергії тощо.

Несиметрія напруг погіршує роботу перетворювальних пристроїв. Так, якщо при симетричній напрузі струми у всіх вентилях випрямляча однакові за значенням і часом протікання, то при несиметричному режимі окремі його вентиля виявляються недовантаженими, що призводить до зниження потужності випрямляча. Крім того, в цьому випадку в кривих змінної та випрямленої напруги з'являються неканонічні гармоніки та пов'язані з ними небажані резонансні режими. Можлива також поява субгармонік.

В умовах несиметрії напруг значною мірою втрачає свою ефективність багатofазне випрямлення з метою зменшення пульсацій випрямленого струму, оскільки амплітуда гармонік подвійної частоти виявляється пропорційною значенню напруги зворотної послідовності.

Несиметричні режими призводять до появи додаткових відхилень освітлювальних і телевізійних приймачів, які дуже чутливі до зміни режиму напруг.

Несиметричні режими негативно впливають на роботу інверторів, зменшують стійкість систем і міжсистемних зв'язків, призводять до помилок при підрахунку електроенергії [11]. Так, у разі амплітудно-фазової несиметрії напруги та струмів похибка вимірювань у індукційних лічильників може досягати 33 %.

6.1.3. Вплив несинусоїдності напруги. Споживачі з нелінійними вольт-амперними характеристиками, підключені до мережі із синусоїдальною напругою, споживають несинусоїдальні струми. Такі струми, протікаючи через елементи електричної мережі, формують спади напруги на їх активних та реактивних опорах, накладаючись на базову синусоїдальну напругу, вони спричиняють спотворення форми кривої напруги. З огляду на це електроприймачі з нелінійними вольт-амперними характеристиками вважаються генераторами вищих гармонійних складових.

Найістотніші відхилення показників якості електричної енергії в мережі спостерігаються під час функціонування керованих

напівпровідникових перетворювачів, електродугових сталеплавильних та рудотермічних печей, установок дугового та контактного зварювання, газорозрядних ламп, трансформаторів.

Напівпровідникові перетворювачі в залежності від їх схем інжектують в електричну мережу вищі гармоніки струму: для шестипульсної схеми – до 19-ї гармоніки включно, а для дванадцятипульсної схеми – до 25-ї гармонійної складової включно [9].

Коефіцієнт несинусоїдальності напруги в мережах з електродуговими сталеплавильними та рудоплавильними агрегатами формується переважно 2-ю, 3-ю, 4-ю, 5-ю, 7-ю гармонійними складовими, тоді як для обладнання дугового та контактного зварювання – 5-ю, 7-ю, 11-ю, 13-ю гармоніками.

Значення струму 3-ї гармоніки газорозрядних світильників дорівнює 10% від струму основної гармоніки, а 5-ї гармоніки – 3%. Ці струми співпадають за фазою у відповідних лінійних провідниках електричної мережі та, підсумовуючись у нейтральному проводі мережі 380/220 В, формують струм у ньому, що практично рівний струму у фазному провіднику. Інші гармонійні складові для газорозрядних світильників можна вважати незначними.

Вищі гармоніки струму та напруги спричиняють збільшення втрат активної потужності в усіх компонентах електричної мережі: повітряних та кабельних лініях, силових трансформаторах, електричних машинах, конденсаторних батареях, адже імпеданси зазначених елементів суттєво залежать від частоти струму мережі.

Гармоніки струму в лініях електропередач призводять до додаткових втрат електроенергії та напруги, що погіршують характеристики ізоляції кабелів. Збільшення втрат у кабельних лініях обумовлюється зростанням ефективного значення несинусоїдального струму, підвищенням активного опору жили внаслідок скін-ефекту, а також посиленням діелектричних втрат в ізоляції кабелю. Вони призводять до підвищення температури провідників та прискореного старіння ізоляції. Явище нагрівання поверхневого шару провідника мізерно при частоті 50 Гц, але вже стає значним при частоті 350 Гц (7-ма гармоніка) і вище. Активний і ємнісний опори, що збільшуються в міру зростання частоти,

призводить до падіння і ще більшого спотворення напруги. Струми витоку силового кабелю, що працює при рівні гармонік у кривій напруги 6,0–8,5 %, виявилися через 2,5 роки роботи на 36 % більшими, а через 3,5 роки – на 43 % більшими у порівнянні з кабелем, який працював при синусоїдальній напрузі. При значних складових вищих гармонік у кабельних мережах частіше виникають короткі однофазні замикання. При цьому знижується ефективність роботи дугогасних апаратів. Навіть при резонансному їх налаштуванні однофазні короткі замикання часто переходять у двофазні та трифазні (внаслідок пропалювання кабелю), тому що через місце ушкодження протікають великі струми вищих гармонік і ушкодження не самоликвідується. Вищі гармоніки призводять до підвищення аварійності у кабельних мережах, збільшення числа необхідних ремонтів та витрат на експлуатацію. Дослідження показали, що при рівні гармонік 5-10 % амортизація та витрати на поточні ремонти кабельних ліній збільшуються на 15-20%, а при рівні вищих гармонік 10-25% – більше, ніж на 30 %.

Вищі гармоніки викликають у трансформаторах додаткові втрати на вихрові струми в магнітопроводі і гістерезис, а також спричиняють додаткові втрати в обмотках, зумовлені збільшенням активного опору обмотки зі зростанням частоти струму. Окрім цього, вищі гармоніки спричиняють виникнення вихрових струмів у трансформаторних обмотках, що також призводить до збільшення втрат потужності. Підвищені втрати обумовлюють додаткове тепловиділення та скорочення терміну служби силового трансформатора. При навантаженнях, наближених до максимальних значень, такі втрати можуть спричинити пошкодження через перегрівання та термічне руйнування ізоляції проводів обмоток. У силових трансформаторах, дроселях та інших електромагнітних пристроях гармонійні складові струму, формуючи електродинамічні сили, спричиняють посилення акустичних шумів.

Аналіз форми кривої намагнічуючого струму силових трансформаторів, підключених до мережі з синусоїдальною напругою, продемонстрував, що у випадку тристержневого магнітопроводу із з'єднаннями обмоток «зірка-зірка з нульовим проводом» та «трикутник-зірка з нульовим проводом» в

електричній системі присутні всі непарні гармонійні складові, включаючи кратні трьом. Утворення гармонік, кратних трьом, викликане несиметрією намагнічуючих струмів між фазами.

Намагнічуючі струми формують системи струмів прямої та зворотної послідовності, що характеризуються рівними амплітудними значеннями для гармонік, які є кратними трьом. Щодо інших непарних вищих гармонік, то струмові складові зворотної послідовності становлять приблизно 0,25 від струмів прямої послідовності. Якщо на вводи силових трансформаторів подаються несинусоїдальні напруги, то внаслідок цього виникають додаткові компоненти вищих гармонік струму.

Якщо конденсатори, що встановлюються для компенсації реактивної потужності, працюють при напрузі з підвищеною частотою їхній опір зменшується. Таким чином, за присутності у напрузі живильної мережі гармонійних складових вищого порядку, реактивний опір конденсаторів на частотах цих гармонік виявляється суттєво меншим порівняно з їх опором на частоті 50 Гц. Внаслідок цього, в конденсаторних установках, що призначені для компенсації реактивної потужності, навіть незначні напруги гармонійних складових здатні спричинити істотні струми вищих гармонік. На промислових об'єктах із значною часткою нелінійних електроприймачів конденсаторні установки функціонують неефективно: вони вимикаються релейним захистом внаслідок струмового перевантаження або за короткий період пошкоджуються через деформацію корпусів елементів (або прискореної деградації діелектричної ізоляції).

Вищі гармоніки викликають у синхронних та асинхронних двигунах паразитні поля та електромагнітні моменти, що погіршують їх механічні характеристики та ККД.

Унаслідок необоротних фізико-хімічних змін, що відбуваються під дією електромагнітних полів гармонійних складових вищого порядку, а також надмірного нагрівання струмопровідних елементів, спостерігається прискорена деградація ізоляційних матеріалів електромашин, силових трансформаторів, кабельних ліній, відбувається зниження коефіцієнта потужності електричних споживачів, порушується функціонування систем автоматизації, телемеханічних пристроїв, обчислювальної техніки та іншого

обладнання з електронними компонентами. Окрім цього виникають неточності показів індукційних приладів обліку електричної енергії, погіршується робота самих напівпровідникових перетворювачів.

Присутність гармонійних складових вищого порядку негативно впливає на функціонування як електричного обладнання користувачів електричної енергії, так і електронних систем у самих енергетичних комплексах. Варто підкреслити, що за умов експлуатації електроспоживачів несинусоїдальність може виникати одночасно з впливом інших дестабілізуючих чинників, тому необхідно аналізувати комплексну дію всіх цих факторів.

Присутність гармонійних складових у напрузі живлення асинхронних двигунів спричиняє формування вищих гармонік струмових величин та компонентів гармонійних складових у магнітному полі, які індукуюватимуть гармоніки е.р.с. Внаслідок цього, в роторних обмотках утворюватимуться вищі гармоніки струму. Ці гармонійні компоненти взаємодіятимуть з основним магнітним полем, формуючи додаткові механічні моменти на валу електродвигунів. Унаслідок цього, формуються гармонійні коливання крутного моменту на валу двигуна, що спричиняють посилене навантаження та інтенсивне зношування підшипникових вузлів. За критичних умов може виникати вібрація на резонансній частоті обертової системи ротора, що призводить до акумулювання втоми металу та потенційного руйнування роторного валу електродвигуна.

Гармонійні складові вищого порядку спричиняють перегрівання асинхронних двигунів, що обумовлено додатковими втратами внаслідок явища зростання активного опору обмоткових проводів із підвищенням частоти струму та посиленням втрат на гістерезисні процеси й вихрові струми у магнітному осерді. Окрім цього, через суттєву відмінність між швидкостями електромагнітних полів, що обертаються та формуються гармонійними складовими вищого порядку, і швидкістю ротаційного руху ротора утворюються додаткові втрати у демпферних обмотках роторної системи. Усі зазначені додаткові втрати спричиняють зростання загальної температури електромашини та формування локальних перегрівань,

найімовірніших у роторній частині. Це призводить до скорочення експлуатаційного періоду ізоляційних матеріалів електричних машин.

Вищі гармоніки струму та напруги погіршують умови комутації машин постійного струму, порушують рівномірність обертання роторасинхронного двигуна.

Гармонійні складові напруги та струму вищого порядку ускладнюють процес реактивної компенсації за допомогою конденсаторних установок, адже можуть виникати резонансні процеси на частотах гармонійних компонентів, що спричиняє пошкодження конденсаторів. Наявність вищих гармонік знижує термін служби конденсаторів за рахунок додаткового нагрівання ізоляції та фізико-хімічних процесів у діелектриках, що зумовлюють її старіння. З усіх видів електрообладнання конденсатори є найчутливішими до дії вищих гармонік.

6.2. Розрахунок економічних збитків, спричинених відхиленням напруги

Сумарний річний економічний збиток від усталеного відхилення напруг визначається за формулою:

$$Z_{\Delta U_1} = Z_{\text{см}} + Z_{\text{т}}, \quad (6.4)$$

де $Z_{\text{см}}$ – електромагнітна складова збитку від усталеного відхилення напруги ΔU_1 ;

$Z_{\text{т}}$ – технологічна складова збитку від усталеного відхилення напруги ΔU_1 .

Розглянемо порядок розрахунку електромагнітної складової збитку від зміни втрат активної потужності в двигунах.

Сумарна номінальна активна потужність двигунів:

$$P_{\text{АД}} = n_{\text{АД}} \frac{P_{\text{НОМ}}}{\eta}. \quad (6.5)$$

Номинальні втрати активної потужності в двигунах:

$$\Delta P_{\text{АД}} = P_{\text{АД}} \frac{1-\eta}{\eta} \text{ кВт.} \quad (6.6)$$

Втрати холостого ходу та навантажувальні втрати двигунів:

$$\Delta P_{\text{xx}} = \frac{1}{3} \Delta P_{\text{АД}}, \quad (6.7)$$

$$\Delta P_{\text{нав}} = \frac{2}{3} \Delta P_{\text{АД}}. \quad (6.8)$$

Втрати активної потужності в двигунах при номінальній нарузі:

$$\Delta P_{U_{\text{ном}}} = \Delta P_{\text{xx}} + \Delta P_{\text{нав}} k_3^2. \quad (6.9)$$

Коефіцієнт зміни напруги:

$$k_{\text{н}} = 1 + \frac{\Delta U_1}{100}. \quad (6.10)$$

Втрати активної потужності в двигунах при відхиленнях напруги:

$$\Delta P_{\Delta U} = \Delta P_{\text{xx}} k_{\text{н}}^2 + \frac{\Delta P_{\text{нав}} k_3^2}{k_{\text{н}}^2}. \quad (6.11)$$

Додаткові втрати активної потужності в двигунах:

$$\Delta P_U = \Delta P_{\Delta U} - \Delta P_{U_{\text{ном}}}. \quad (6.12)$$

Річний збиток від додаткових втрат активної потужності в двигунах:

$$Z_{\Delta P} = \Delta P_U t_i C_0 \cdot 10^{-3}. \quad (6.13)$$

Розрахуємо складову електромагнітного збитку від зміни споживання реактивної потужності двигунами.

Сумарна номінальна реактивна потужність двигунів:

$$Q_{\text{АД}} = P_{\text{АД}} \operatorname{tg} \varphi_{\text{АД}}. \quad (6.14)$$

Реактивне споживання холостого ходу та додаткове споживання розсіювання:

$$Q_{\text{хх}} = \frac{1}{3} Q_{\text{АД}}, \quad (6.15)$$

$$Q_{\text{роз}} = \frac{2}{3} Q_{\text{АД}}. \quad (6.16)$$

Споживання реактивної потужності двигунами при номінальній напрузі:

$$Q_{U_{\text{ном}}} = Q_{\text{хх}} + Q_{\text{роз}} k_3^2. \quad (6.17)$$

Споживання реактивної потужності двигунами при відхиленнях напруги:

$$Q_{\Delta U} = Q_{\text{хх}} k_{\text{н}}^2 + \frac{Q_{\text{роз}} k_3^2}{k_{\text{н}}^2}. \quad (6.18)$$

Додаткове споживання реактивної потужності в двигунах:

$$\Delta Q_U = Q_{\Delta U} - Q_{U_{\text{ном}}}. \quad (6.19)$$

Річний збиток від додаткового споживання реактивної потужності в двигунах:

$$Z_{\Delta Q} = Q_U t_i C_0 D \cdot 10^{-3}. \quad (6.20)$$

Річна електромагнітна складова збитку:

$$Z_{\text{ем}} = Z_{\Delta P} + Z_{\Delta Q}. \quad (6.21)$$

Технологічна складова збитку:

$$Z_{\text{т}} = a P_{\text{АД}} \left(\frac{\Delta U_1}{100} + b \right)^2 t_i \cdot 10^{-3} \quad (6.22)$$

Сумарні річні збитки від усталеного відхилення напруги розраховуються за формулою (6.4).

6.3. Розрахунок економічних збитків, спричинених коливаннями напруги

Джерелами коливань напруги в електричних мережах є електроприймачі з різко змінним режимом роботи: електродугові сталеплавильні печі, електроприводи прокатних станів, електродугове та контактне зварювання тощо. Коливання напруги здійснюють негативний вплив як на самі джерела їх появи, так і на інші приймачі, викликаючи електромагнітні та технологічні збитки.

Колівання напруги призводять до погіршення енергетичних показників роботи електричних мереж та електроустаткування. Розглянемо оцінку втрат потужності та енергії у найважливіших для практики випадках – в електричних мережах з електродуговими сталеплавильними печами та прокатними станами.

У першому випадку коливання напруги мають випадковий характер, частота їх знаходиться в межах 0,2-10 Гц. Спектр коливань виявляється практично суцільним. У другому випадку при стабільному процесі прокатки, наприклад на обтискних

прокатних станах, коливання напруги будуть мати періодичний або неперіодичний детермінований характер.

При гармонійному характері огинаючої втрати потужності $\Delta P_r^{(n)}$ в опорах проводів, кабелів, шин та інших струмопровідних частинах, що характеризуються активним опором r , та повним опором Z (з урахуванням навантаження), визначаються за виразом:

$$\Delta P_r^{(n)} = \frac{3m^2 U^2 r}{Z}, \quad (6.23)$$

де U – чинне значення напруги мережі за відсутності коливань, кВ;

m – індекс (глибина) модуляції.

Оцінимо втрати потужності в асинхронних машинах при коливаннях напруги, що мають гармонійний характер. Ковзання ротора асинхронного двигуна для обертальних полів бічних частот:

$$S_6 = \frac{S \pm f_6^*}{1 \pm f_6^*}, \quad (6.24)$$

де S – результуюче ковзання за наявності складових напруги з частотою мережі та бічних частот;

f_6^* – відносна (у порівнянні з частотою мережі) частота огинаючої.

Відносне значення втрат у міді ротора ΔP_{P^*} від полів бічних частот визначається за виразом:

$$\Delta P_{P^*} = \frac{0,5m^2 \left[\left(r_1 + \frac{r_2}{S_H} \right)^2 + x_k^2 \right]}{\left(r_1 + r_2 \frac{1 \pm f_6^*}{S \pm f_6^*} \right)^2 + x_k^2 (1 \pm f_6^*)^2}, \quad (6.25)$$

де r_1, r_2 – значення активних опорів статора і ротора (наведені до ланцюга статора);

x_k – індуктний опір короткого замикання двигуна.

6.4. Розрахунок економічних збитків, спричинених несиметрією напруги

Порядок розрахунку економічних збитків від несиметрії напруг наступний.

Щорічний економічний збиток від несиметрії напруг визначається за формулою:

$$Z_{\text{нс}} = Z_{\Delta P} + Z_{\text{т}}, \quad (6.26)$$

де $Z_{\text{нс}}$ – загальний щорічний збиток від несиметрії напруг, тис. грн.;

$Z_{\Delta P}$ – щорічний збиток, зумовлений додатковими втратами активної потужності;

$Z_{\text{т}}$ – щорічний збиток, зумовлений скороченням терміну служби електрообладнання.

Збиток, зумовлений додатковими втратами активної потужності визначається за формулою:

$$Z_{\Delta P} = c_0 \sum_{i=1}^n \Delta P_i T_i, \quad (6.27)$$

де c_0 – вартість втрат електроенергії, грн./кВт·год;

ΔP_i – величина додаткових втрат потужності для i -ї групи однорідних елементів системи електропостачання, кВт;

T_i – кількість годин роботи i -ї групи однорідних елементів системи електропостачання, год.

Величина додаткових втрат визначається за формулою:

$$\Delta P_i = k_i' K_{2U}^2, \quad (6.28)$$

де k'_i – коефіцієнт додаткових втрат активної потужності від несиметрії напруг для i -ї групи однорідних елементів системи електропостачання, в.о.

Щорічний збиток, зумовлений скороченням терміну служби електрообладнання:

$$Z_{\tau} = \sum_{i=1}^n B_i \left(\frac{\gamma_i - 1}{1 + E_{\text{н}} T_{\text{н}i}} \right), \quad (6.29)$$

де B_i – приведені витрати для i -ї групи однорідних елементів системи електропостачання, тис. грн./рік;

$T_{\text{н}i}$ – нормативний термін служби для i -ї групи елементів системи електропостачання, рік;

γ_i – кратність скорочення терміну служби для i -ї групи компонентів системи електропостачання, в. о.:

$$\gamma = e^{k_{\text{сп}}}, \quad (6.30)$$

де $k_{\text{сп}}$ – коефіцієнт спотворення:

$$k_{\text{сп}} = d' K_{2U}^2, \quad (6.31)$$

де d' – коефіцієнт, що визначається з довідкової літератури.

Приведені витрати в формулі (6.29) розраховуються наступним чином:

$$B_i = E_{\text{н}} K_i + D_{\text{а.о.}i}, \quad (6.32)$$

де K_i – капіталовкладення в i -й елемент схеми електропостачання, тис. грн.;

$D_{\text{а.о.}i}$ – витрати на амортизацію і обслуговування електрообладнання; визначаються як відсоток від капіталовкладень.

6.5. Розрахунок економічних збитків, спричинених несинусоїдальністю напруги

Активні втрати в мережі на частотах вищих гармонік визначаються за виразом:

$$\Delta P_v = 3I_v^2 R \sqrt{v}. \quad (6.33)$$

Враховуючи, що

$$R = k_{Rv} x_k, \quad (6.34)$$

отримаємо вираз для визначення втрат:

$$\Delta P_v = k_{Rv} S_k \sum_{v=2}^n \frac{U_{v*}^2}{v \sqrt{v}} \cdot 10^{-3}, \quad (6.35)$$

де x_k – опір короткого замикання на основній частоті;

S_k – потужність короткого замикання мережі на шинах нелінійного навантаження, МВА.

Оцінку збитків, що зумовлені додатковими втратами потужності а також скороченням терміну служби ізоляції електричного обладнання можна здійснити за допомогою наступного виразу:

$$\Delta P_v = c_0 \left(A \cdot T \Delta P_{\text{ном}} + B \cdot K \right) \sum_{v=2}^n \frac{U_{v*}^2}{v \sqrt{v}}, \quad (6.36)$$

де A, B – постійні коефіцієнти;

$\Delta P_{\text{ном}}$ – номінальні втрати в електрообладнанні, що визначаються паспортними даними;

K – капітальні вкладення на електрообладнання.

6.6. Приклади розрахунку економічних збитків від неякісної електроенергії

Приклад 1. Провести розрахунок економічних збитків від відхилення напруги для мережі, принципова схема якої зображена на рис. 6.1. Значення усталеного відхилення напруги на шинах 10 кВ складає $\Delta U_1 = 4,93\%$.

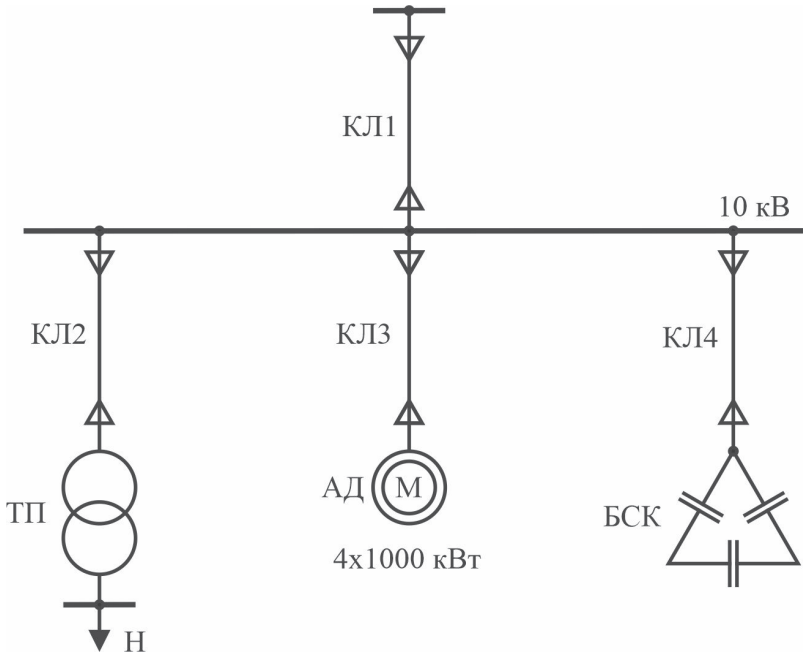


Рис. 6.1. Принципова схема системи електропостачання

Розрахуємо складову електромагнітного збитку від зміни втрат активної потужності в двигунах.

Сумарна номінальна активна потужність двигунів:

$$P_{\text{АД}} = n_{\text{АД}} \frac{P_{\text{НОМ}}}{\eta} = 4 \cdot \frac{1000}{0,92} = 4347,82 \text{ кВт.}$$

Номинальні втрати активної потужності в двигунах:

$$\Delta P_{\text{Ад}} = P_{\text{Ад}} \frac{1-\eta}{\eta} = 4347,82 \cdot \frac{1-0,92}{0,92} = 378,07 \text{ кВт.}$$

Значення втрати холостого ходу та навантажувальних втрат двигунів:

$$\Delta P_{\text{xx}} = \frac{1}{3} \Delta P_{\text{Ад}} = \frac{1}{3} 378,07 = 126,02 \text{ кВт,}$$

$$\Delta P_{\text{нав}} = \frac{2}{3} \Delta P_{\text{Ад}} = \frac{2}{3} 378,07 = 252,05 \text{ кВт.}$$

Значення втрат активної потужності в двигунах при номінальній напрузі:

$$\Delta P_{U_{\text{ном}}} = \Delta P_{\text{xx}} + \Delta P_{\text{нав}} k_3^2 = 126,02 + 252,05 \cdot 0,6^2 = 216,76 \text{ кВт.}$$

Коефіцієнт зміни напруги:

$$k_{\text{н}} = 1 + \frac{\Delta U_{\text{л}}}{100} = 1 + \frac{4,93}{100} = 1,049.$$

Втрати активної потужності в двигунах при відхиленні напруги $\Delta U_1 = 4,93\%$:

$$\Delta P_{\Delta U} = \Delta P_{\text{xx}} k_{\text{н}}^2 + \frac{\Delta P_{\text{нав}} k_3^2}{k_{\text{н}}^2} = 126,02 \cdot 1,049^2 + \frac{252,05 \cdot 0,6^2}{1,049^2} = 221,17 \text{ кВт.}$$

Додаткові втрати активної потужності в двигунах при відхиленні напруги $\Delta U_1 = 4,93\%$:

$$\Delta P_U = \Delta P_{\Delta U} - \Delta P_{U_{\text{ном}}} = 221,17 - 216,76 = 4,41 \text{ кВт.}$$

Річний збиток від додаткових втрат активної потужності в двигунах при відхиленні напруги $\Delta U_1 = 4,93\%$:

$$Z_{\Delta P} = \Delta P_U t_i C_0 \cdot 10^{-3} = 4,41 \cdot 365 \cdot 8,87 \cdot 10^{-3} = 14,28 \text{ тис. грн./рік.}$$

Розрахуємо складову електромагнітного збитку від зміни споживання реактивної потужності двигунами.

Сумарна номінальна реактивна потужність двигунів:

$$Q_{\text{АД}} = P_{\text{АД}} \operatorname{tg} \varphi_{\text{АД}} = 4347,82 \cdot 0,426 = 1852,17 \text{ квар.}$$

Реактивне споживання холостого ходу та додаткове споживання розсіювання:

$$Q_{\text{хх}} = \frac{1}{3} Q_{\text{АД}} = \frac{1}{3} \cdot 1852,17 = 617,39 \text{ квар,}$$

$$Q_{\text{роз}} = \frac{2}{3} Q_{\text{АД}} = \frac{2}{3} \cdot 1852,17 = 1234,78 \text{ квар.}$$

Споживання реактивної потужності двигунами при номінальній напрузі:

$$Q_{U_{\text{ном}}} = Q_{\text{хх}} + Q_{\text{роз}} k_3^2 = 617,39 + 1234,78 \cdot 0,6^2 = 1061,91 \text{ квар.}$$

Споживання реактивної потужності двигунами при відхиленні напруги $\Delta U_1 = 4,93\%$:

$$Q_{\Delta U} = Q_{\text{хх}} k_{\text{н}}^2 + \frac{Q_{\text{роз}} k_3^2}{k_{\text{н}}^2} = 617,39 \cdot 1,049^2 + \frac{1234,78 \cdot 0,6^2}{1,049^2} = 1083,51 \text{ квар.}$$

Додаткове споживання реактивної потужності в двигунах при відхиленні напруги $\Delta U_1 = 4,93\%$:

$$Q_U = Q_{\Delta U} - Q_{U_{\text{ном}}} = 1083,51 - 1061,91 = 21,60 \text{ квар.}$$

Річний збиток від додаткового споживання реактивної потужності в двигунах при відхиленні напруги $\Delta U_1 = 4,93 \%$:

$$Z_Q = Q_U t_i C_0 D \cdot 10^{-3} = 21,60 \cdot 365 \cdot 8,87 \cdot 0,036 \cdot 10^{-3} = 2,52 \text{ тис. грн./рік.}$$

Річна електромагнітна складова збитку при відхиленні напруги $\Delta U_1 = 4,93 \%$:

$$Z_{\text{ем}} = Z_{\Delta P} + Z_Q = 14,28 + 2,52 = 16,80 \text{ тис. грн./рік.}$$

Технологічна складова збитку при відхиленні напруги $\Delta U_1 = 4,93 \%$:

$$\begin{aligned} Z_T &= P_{\text{Ад}} \cdot a \cdot \left(\frac{\Delta U_1}{100} + b \right)^2 t_i \cdot 10^{-3} = \\ &= 4347,83 \cdot 5,465 \cdot \left(\frac{4,932}{100} + 1,1 \cdot 10^{-4} \right)^2 \cdot 365 \cdot 10^{-3} = 21,38 \text{ тис. грн./рік} \end{aligned}$$

Сумарні річні збитки від усталеного відхилення напруги при $\Delta U_1 = 4,93 \%$:

$$Z_{\text{річн}} = Z_{\text{ем}} + Z_T = 16,80 + 21,38 = 38,18 \text{ тис. грн./рік.}$$

Приклад 2. Провести розрахунок економічних збитків від несиметрії напруг на шинах 10 кВ мережі, схема якої зображена на рис. 6.2.

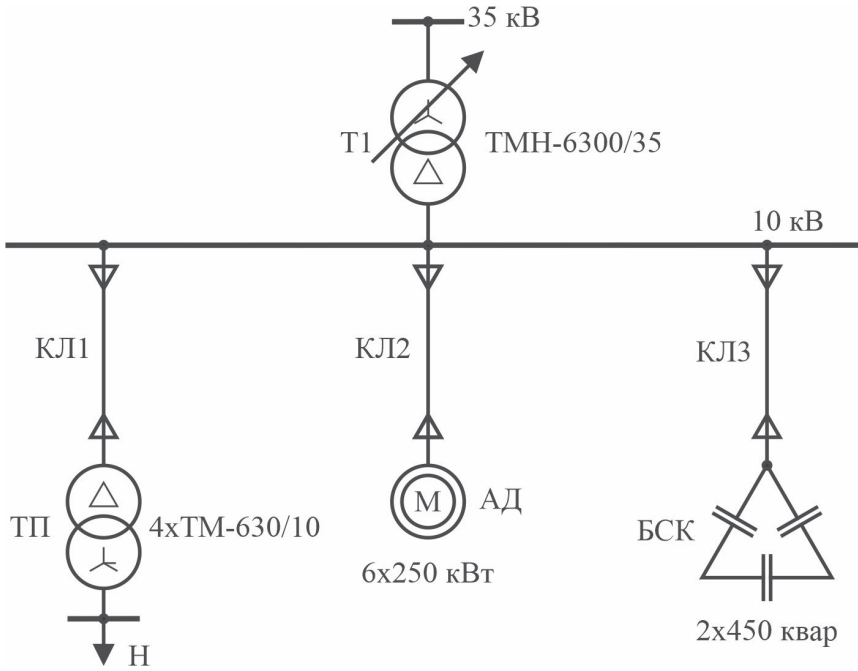


Рис. 6.2. Принципова схема системи електропостачання

Несиметрія напруг складає $K_{2U} = 2,38\%$. В табл. 6.1 наведено вихідні дані до розрахунку,

Таблиця 6.1. Вихідні дані до розрахунку значення економічних збитків від несиметрії напруг

№ з/п	Назва обладнання	Номінальна потужність, кВт, квар	Кількість, шт.	К, тис. грн.
1	TMH-6300/35/10	2500	2	100
2	TM-630/10	630	4	30
3	АД >100 кВт	250	6	3
4	БСК	450	2	3,5

Каталожні та розрахункові дані до визначення економічних збитків від несиметрії напруг приведені в табл. 6.2.

Таблиця 6.2. Каталожні і розрахункові дані до визначення економічних збитків від несиметрії напруг

№ з/п	Назва обладнання	$S_{вст}$, кВА	K , тис. грн	B , тис. грн./рік	k'	d'	$D_{a.o.}$	T
1	ТМН-6300/35/10	5000	200	48,8	0,5	338	9,4	8760
2	ТМ-630/10	2520	120	29,28	0,67	610	9,4	8760
3	АД >100 кВТ	1500	18	4,698	2,175	434	11,1	1000
4	БСК	900	7	1,708	0,003	2,6	9,4	7000

Результати розрахунку економічних збитків від несиметрії напруг наведено в табл. 6.3.

Таблиця 6.3. Результати розрахунку економічних збитків

№ з/п	Вид обладнання	ΔP , кВт	ΔW , кВт·год	$Z_{\Delta P}$, тис. грн	$k_{сп}$	γ	Z_T , тис. грн
1	ТМН-6300/35/10	1,42	12405	15,49	0,19	1,21	2,57
2	ТМ-630/10	0,96	8378	10,46	0,35	1,41	3,02
3	АД	1,85	1848	2,31	0,25	1,28	0,33
4	БСК	0,00153	10,71	0,0134	0,0015	1,0015	0,0006
	Всього			28,28			5,92

Щорічний економічний збиток від несиметрії напруг складає:

$$Z_{нс} = Z_{\Delta P} + Z_T = 28,28 + 5,92 = 34,2 \text{ тис. грн./рік.}$$

Контрольні запитання

1. Які основні види негативного впливу неякісної електроенергії на електроприймачі?
2. Як відхилення напруги впливають на роботу асинхронних електродвигунів?
3. Чому зниження напруги небезпечніше для електродвигунів, ніж її підвищення?
4. Як відхилення напруги позначаються на роботі електропечей та зварювального обладнання?
5. Які наслідки має несиметрія напруги для асинхронних і синхронних машин?
6. Як несиметрія напруг впливає на трансформатори та конденсаторні установки?
7. Яким чином несинусоїдальність напруги виникає в електричних мережах?
8. Які основні джерела гармонік у системах електропостачання?
9. Як вищі гармоніки впливають на роботу кабельних ліній та трансформаторів?
10. Чому конденсаторні установки особливо чутливі до дії гармонік?
11. Яким чином несинусоїдальність струмів впливає на довговічність електрообладнання?
12. За якими формулами визначаються економічні збитки від відхилення напруги?
13. Як оцінюються економічні збитки від коливань напруги?
14. Які складові враховуються при розрахунку збитків від несиметрії напруги?
15. Як приклади з розділу ілюструють практичні методи визначення економічних збитків від неякісної електроенергії?

РОЗДІЛ 7

**ПРИЛАДНИЙ КОНТРОЛЬ
ЯКОСТІ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ**

В даному розділі підручника наведена інформація про загальні питання моніторингу якості електроенергії а також розглянуті питання вимірювання показників якості електроенергії за допомогою сучасних спеціалізованих приладів.

7.1. Моніторинг якості електроенергії

Вимірювання показників якості електроенергії здійснюється відповідно до ДСТУ ІЕС 61000-4-30:2010. «Електромагнітна сумісність. Частина 4-30. Методи випробування та вимірювання. Вимірювання показників якості електричної енергії».

Положення Кодексу системи розподілу [12] встановлюють необхідність контролю якісних параметрів електроенергії через проведення вимірювань таких показників: частотні характеристики, величина напруги, несиметрія напруги, гармонійні складові напруги, флікер (коливання яскравості), а також реєстрацію просідань та підвищень напруги понад номінальні значення.

Система моніторингу якості електроенергії має формуватися на підставі відомостей, які надходять безперервно (через стаціонарні вимірювальні комплекси) або періодично (завдяки портативним приладам).

Під час визначення місць контролю показників якості електроенергії оператор системи розподілу бере до уваги:

- рівномірність розташування точок розміщення контрольного обладнання для здійснення спостереження за параметрами електроенергії (територіальну та чисельну) в межах ліцензійної зони діяльності;

- першочерговість розміщення контрольного обладнання в зонах з великою кількістю устаткування, чутливого до коливань параметрів електроенергії, чи на ділянках з потенційними порушеннями якісних характеристик електропостачання.

Визначення місць контролю показників якості електроенергії проводиться оператором системи розподілу:

- мінімум один раз протягом року – на збірних шинах СН кожної трансформаторної підстанції ВН/СН (високої напруги/середньої напруги);

- принаймні раз у чотири роки – на збірних шинах СН кожної трансформаторної підстанції СН/СН;

- щорічно – як мінімум в 1% пунктів підключення електроспоживачів середньої напруги;

- кожного року – не менш як на 0,5% трансформаторних підстанцій СН/НН (середньої напруги/низької напруги) на одній зі збірних шин низької напруги.

Тривалість контролю параметрів електроенергії (при використанні мобільного обладнання) повинна складати щонайменше сім діб.

Крім того, оператор системи розподілу щорічно до першого листопада формує та подає до Національної комісії з державного регулювання енергетики та комунальних послуг План моніторингу якісних характеристик електричної енергії у розподільчій мережі на майбутній період.

План моніторингу якісних показників електроенергії у розподільчій системі має включати, зокрема:

- чисельність використовуваних контрольних приладів (стаціонарного та мобільного типу), їхні найменування та категорія точності вимірювального процесу;

- реєстр устаткування та пунктів підключення, де розміщуватимуться (розміщені) контрольні прилади, а також тривалість періоду, упродовж якого здійснюватиметься контроль параметрів якості електричної енергії;

- кількість цифрових лічильників, що фіксують і зберігають показники відхилень напруги, інформація яких застосовуватиметься для спостереження за якістю електроенергії протягом звітного періоду.

7.2. Приладний контроль показників якості електроенергії

Світовий ринок налічує досить велику кількість компаній, що займаються розробкою та виготовленням інструментів для вимірювання параметрів якості електроенергії. Розглянемо більш детально деякі з них.

7.2.1. Вимірювання показників якості електроенергії за допомогою приладів серії PQM-7xx. Аналізатори параметрів якості електричної енергії PQM-702(T), PQM-703, PQM-710 та PQM-711 виробництва польської компанії «SONEL S. A.» (рис. 7.1) – це передові високотехнологічні продукти, що дозволяють проводити всебічні вимірювання, аналіз та реєстрацію параметрів мережі 50/60 Гц та якості електричної енергії відповідно до діючих норм [1].



Рис. 7.1. Зовнішній вигляд приладу PQM-703

Аналізатори оснащені п'ятьма вимірювальними входами по напрузі, з проводами, що закінчуються роз'ємами типу «банан», і позначеними L1, L2, L3, N і PE. Максимальне значення напруги на цих входах не повинно перевищувати ± 1500 В (пікова напруга).

При цьому це значення може бути збільшено, за умови використання трансформаторів напруги.

Для вимірювання струму використовуються чотири струмових входи з короткими вимірювальними проводами, роз'ємами, що закінчуються, для підключення струмовимірювальних кліщів. До них можна підключити: гнучкі кліщі F-1, F-2, F-3, з номінальним діапазоном до 3000 А (відрізняються тільки діаметром обхвату), жорсткі кліщі С-4 (діапазон до 1000 А змінного струму), С-5 (діапазон до 1000А) та С-7 (діапазон до 100 А змінного струму).

Також, як і при вимірюванні напруги, номінальний діапазон може бути змінений за допомогою додаткових трансформаторів струму, наприклад, при застосуванні трансформатора струму з коефіцієнтом трансформації 100/1 з кліщами С-6 можна вимірювати струми до 1000 А.

Прилад оснащений вбудованою картою пам'яті ємністю 8 Гб. Для забезпечення можливості швидкого зчитування записаних даних, аналізатор оснащений вбудованим пристроєм для зчитування, що дозволяє читання даних зі швидкістю порядку декількох Мбіт/с. Дані можуть бути зчитані з використанням наявних каналів зв'язку: USB, радіозв'язку з використанням приймача OR-1 (для аналізаторів типу PQM-702(T) та PQM-703), по радіозв'язку Wi-Fi (для аналізаторів типу PQM-710 та PQM-711) та GSM.

Модем GSM (з підтримкою стандарту UMTS) вбудований у пристрій разом з антеною. Це дає практично необмежений доступ до аналізатора з будь-якої точки світу, де є покриття GSM. На лівому боці корпусу знаходиться слот для SIM-карти, необхідної для передачі даних.

Безперебійну роботу, в умовах відсутності напруги, забезпечує вбудований літій-іонний акумулятор.

Інтерфейс користувача включає кольоровий рідкокристалічний дисплей з роздільною здатністю 320x240 пікселів і розміром 3,5 дюйма, а також 4-кнопову клавіатуру.

На рис. 7.2 показаний приклад зображення, яке відображається аналізатором на дисплеї.

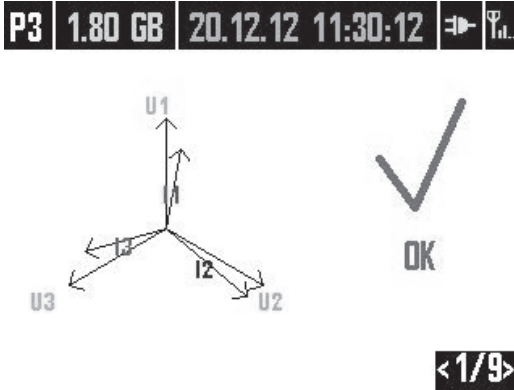


Рис. 7.2. Зображення векторної діаграми на екрані пристрою

Аналізатор можна безпосередньо підключити до таких типів мережі:

- однофазна (рис. 7.3);
- з розщепленою фазою (двофазна, з розділеною обмоткою трансформатора, англ. split phase) (рис. 7.4);
- трифазна («зірка» з нейтраллю) (рис. 7.5);
- трифазна («зірка» з ізолюваною нейтраллю) (рис. 7.6);
- трифазна («трикутник») (рис. 7.7).

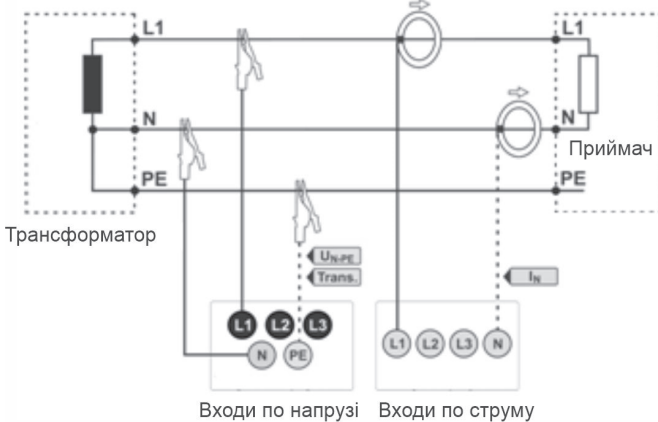


Рис. 7.3. Схема приєднання приладу до однофазної мережі

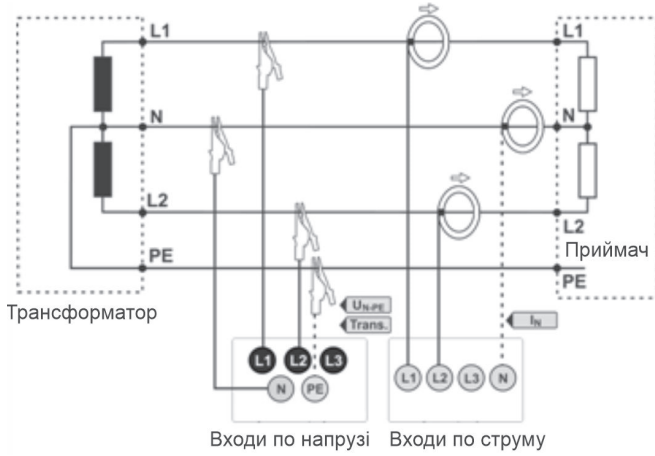


Рис. 7.4. Схема приєднання приладу до двофазної мережі.

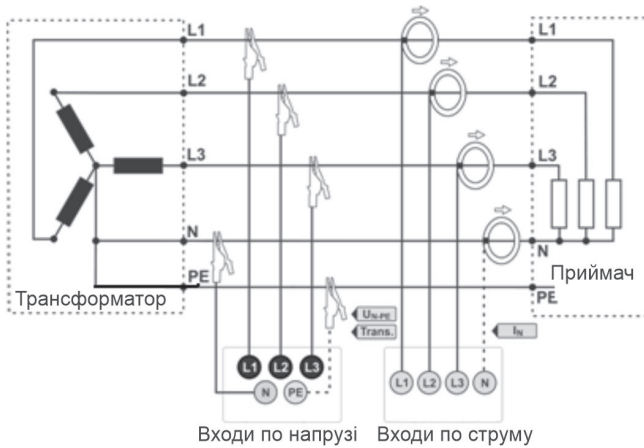


Рис. 7.5. Схема підключення приладу до трифазної мережі з глухозаземленою нейтраллю

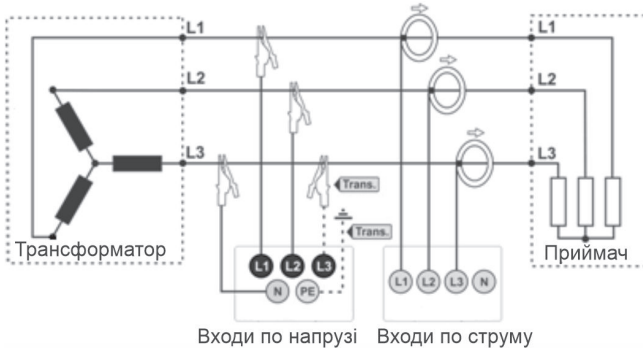


Рис. 7.6. Схема підключення приладу до трифазної мережі з ізольованою нейтраллю.

У мережах середньої напруги можливі вимірювання з використанням вимірювальних трансформаторів (рис. 7.7 – 7.8).

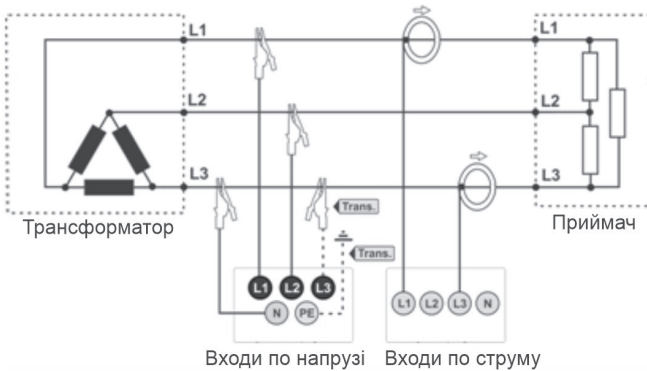


Рис. 7.7. Підключення приладу за схемою Арона

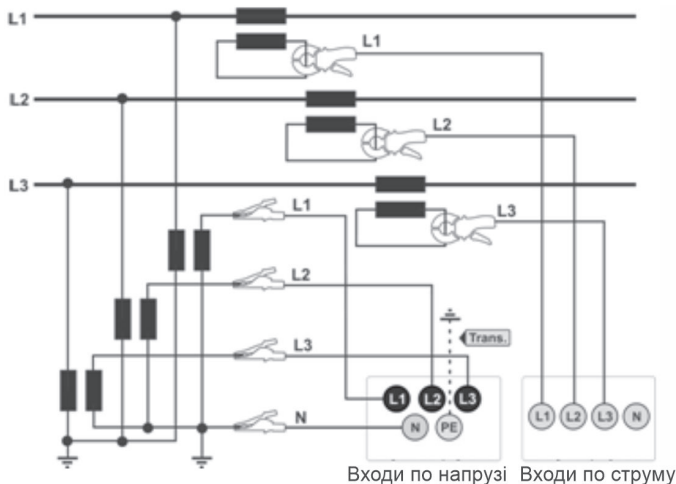


Рис. 7.8. Схема приєднання приладу через вимірювальні трансформатори струму та напруги

У трифазних системах можливе вимірювання струмів методом Арона, з використанням тільки двох кліщів, що вимірюють лінійні струми I_{L1} і I_{L3} . Значення струму I_{L2} обчислюється відповідно до залежності:

$$I_{L2} = -I_{L1} - I_{L3}. \quad (7.1)$$

Цю методику можна використовувати у разі системи типу «трикутник» та «зірка» без нейтрального провідника.

У мережах з нейтральним проводом можна додатково виміряти струм у цьому проводі після підключення додаткових кліщів до входу I_N .

Альтернативою вимірювання струму I_N за допомогою кліщів є обчислення струму в нейтральному проводі аналітичним методом. Аналізатор дає таку можливість після вибору опції «Розрахунок струму в нейтралі». В цьому випадку струм у нейтралі розраховується за формулами:

- для однофазної мережі:

$$I_N = -I_{L1}, \quad (7.2)$$

- для двофазної мережі:

$$I_N = -I_{L1} - I_{L3}, \quad (7.3)$$

- для трифазної мережі зі схемою з'єднання в «зірку»:

$$I_N = -I_{L1} - I_{L2} - I_{L3}. \quad (7.4)$$

Вбудований модем GSM дозволяє здійснити бездротовий зв'язок із аналізатором практично з довільного місця, де є доступ до мережі Інтернет. Так само, як при підключенні USB і OR-1, в цьому режимі користувач має повний контроль над аналізатором, може переглядати поточні дані, запускати і зупиняти реєстрацію, зчитувати дані для аналізу і т. д.

Аналізатори PQM-710/711 оснащені модулем Wi-Fi, що працює за стандартом IEEE 802.11 «b/g» і «n» з однопотоковою передачею даних (точки доступу з однією антеною). Це дозволяє отримати віддалений доступ до аналізатора з планшета (або комп'ютера). Можливе пряме з'єднання «планшет – аналізатор» (рис. 7.9 – 7.10), робота у локальній мережі (рис. 7.11) чи через Internet (рис. 7.12).



Рис. 7.9. Пряме з'єднання «планшет – аналізатор»

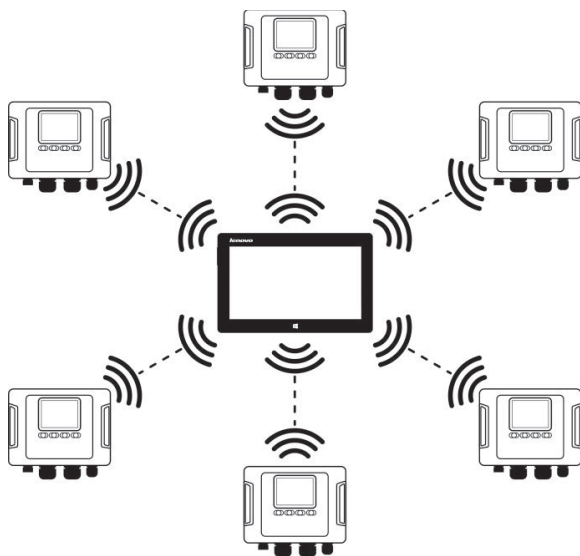


Рис. 7.10. Пряме підключення «планшет – кілька аналізаторів»

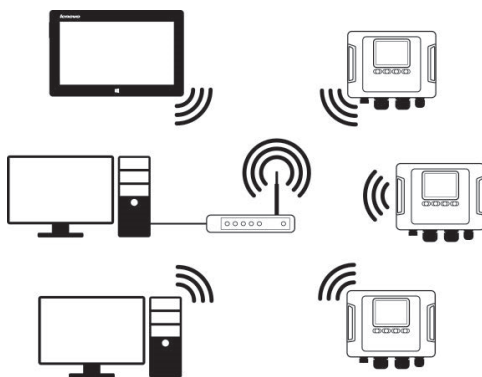


Рис. 7.11. Непряме підключення через маршрутизатор Wi-Fi, локальна мережа

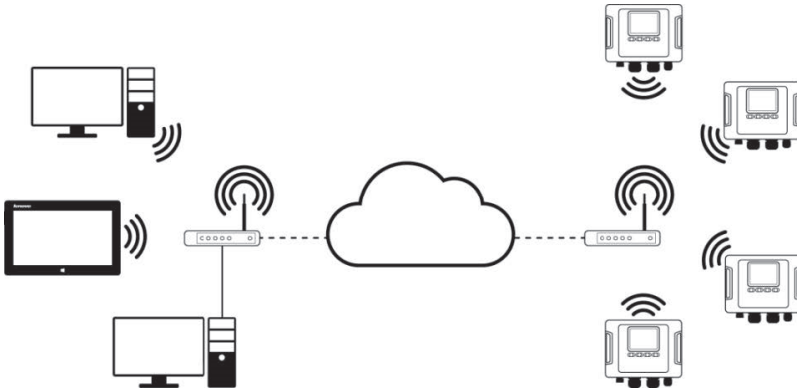


Рис. 7.12. Підключення через мережу Інтернет

Елементом, що дозволяє виявити весь потенціал пристрою, є спеціалізоване програмне забезпечення для персонального комп'ютера Sonel Analysis.

Програма «SONEL ANALYSIS 2.0» є необхідною програмою для роботи з аналізаторами серії PQM. Вона дозволяє:

- проводити налаштування конфігурацій аналізатора;
- спостерігати за досліджуваною мережею в реальному часі;
- видаляти дані із аналізатора;
- зчитувати дані реєстрації з приладу;
- аналізувати отримані дані (графічні та табличні форми відображення);
- аналізувати дані за стандартом 54149 (формування звіту затвердженої форми) та іншими умовами ведення, що визначаються користувачем;
- незалежна підтримка кількох пристроїв та ін.

Зображення вікна програми в режимі зчитування даних наведено на рис. 7.13.

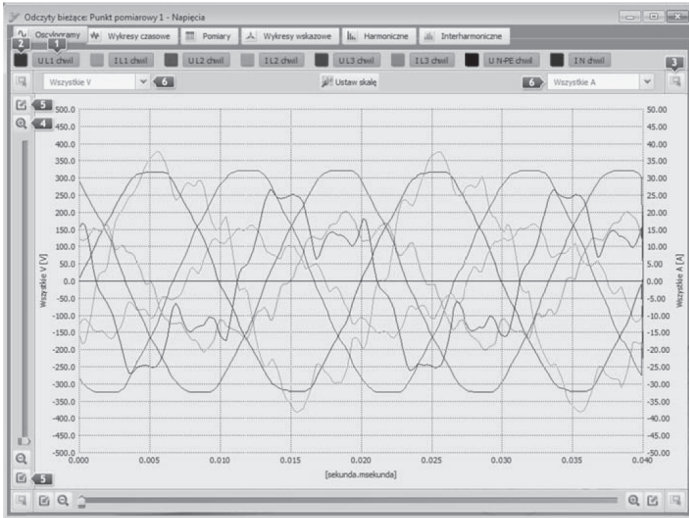


Рис. 7.13. Вікно програми в режимі зчитування поточних даних (осцилограми)

На рис. 7.14. зображено вікно з графіком діючих значень струму та напруги.

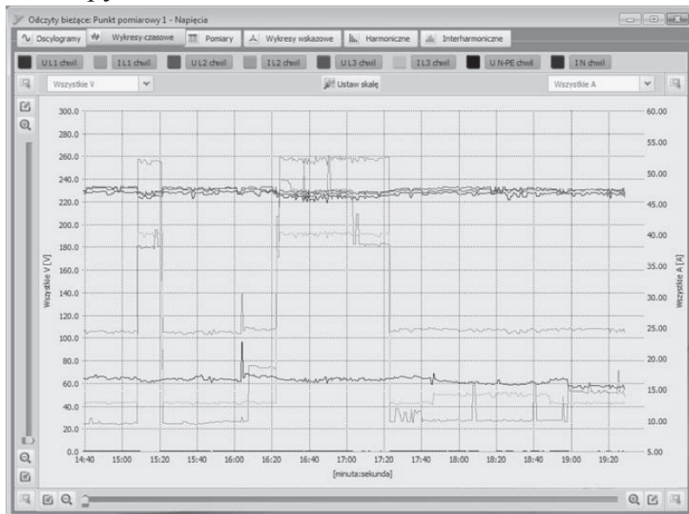


Рис. 7.14. Вікно з графіком діючих значень струму та напруги

На рис. 7.15 наведено вікно з результатами вимірювань параметрів мережі, а вікно з векторною діаграмою струмів та напруг наведено на рис. 7.16.

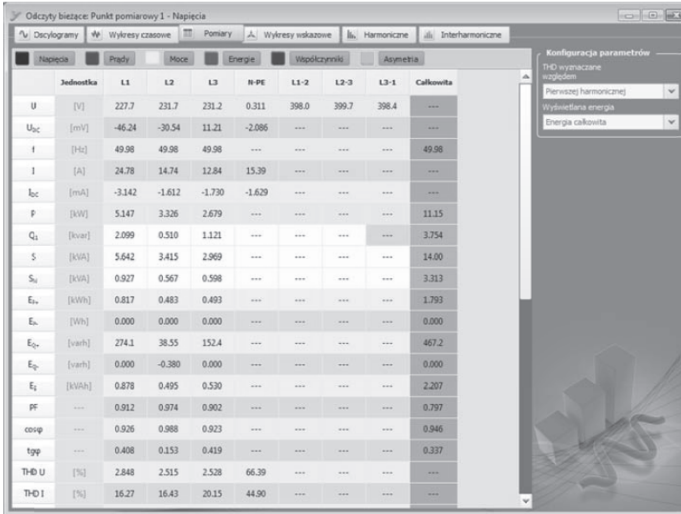


Рис. 7.15. Вікно з результатами вимірювань параметрів мережі

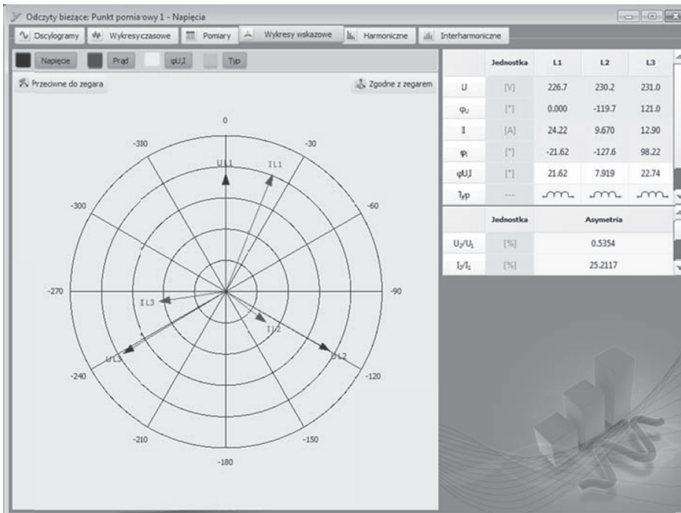


Рис. 7.16. Векторна діаграма струмів та напруг мережі

7.2.2. Вимірювання показників якості електроенергії за допомогою приладу Memobox 300 Smart. MEMOBOX 300 Smart – це універсальний переносний аналізатор параметрів електропостачання, призначений для дослідження якості електроенергії та аналізу режимів споживання в одно- та трифазних системах змінного струму частотою 50 або 60 Гц. Прилад дозволяє здійснювати високоточно контрольоване вимірювання електричних параметрів у мережах низької та середньої напруги, відповідно до міжнародних стандартів, зокрема EN 50160.

Залежно від конфігурації, MEMOBOX 300 Smart може постачатися у версіях:

- Q (Quality) – для аналізу якості напруги;
- P (Power) – для оцінювання параметрів потужності та навантаження;
- A (All-in-One) – для комплексного аналізу якості та потужності.

Зовнішній вигляд приладу наведено на рис. 7.17.



Рис. 7.17. Зовнішній вигляд приладу Memobox 300 Smart

Кожна версія пристрою підтримує специфічні функції та обсяг вимірювань, що дозволяє обрати оптимальну конфігурацію відповідно до завдань користувача. Існують варіанти з різною кількістю каналів вимірювання: 3U (напруга), 3U+3I (напруга та струм), 3U+3I+N (із нейтральним проводом).

Інтервали вимірювання приладу:

- версія P: понад 30 000 записаних інтервалів;
- версія Q: понад 9 600 інтервалів;
- версія A: понад 5 700 інтервалів.

Живлення приладу може бути здійснене змінною напругою 88 – 265 В (частота 50 або 60 Гц). Деякі моделі підтримують живлення від постійного струму у межах 100–400 В.

Точність вимірювання:

- відносна похибка: $\leq \pm 0,5 \%$;
- фазова похибка: $\leq 1^\circ$.

Рекомендований інтервал калібрування – один раз на 2 роки.

Пристрій виконує детальний аналіз параметрів напруги в мережі, зокрема:

- усереднені, максимальні та мінімальні значення фазної напруги;
- визначення відхилень напруги (просідання, перенапруги, імпульсні відхилення, повні перерви живлення);
- розрахунок частоти, рівня гармонік до 40-го порядку, повного гармонічного спотворення (THD), несиметрії напруги, короткотривалої та довготривалої дози флікери (P_{st} , P_{lt}).

Для конфігурування та обробки даних прилад використовує спеціалізоване програмне забезпечення CODAM PLUS, що забезпечує:

- налаштування режимів вимірювання та інтервалів реєстрації;
- онлайн-моніторинг параметрів у реальному часі (за підтримки відповідного інтерфейсу);
- автоматичне створення звітів згідно з EN 50160 у графічному та табличному вигляді;
- експорт даних у форматах ASCII та Excel для подальшого аналізу.

На рис. 7.18 – 7.20 наведені зображення вікон програми CODAM PLUS.

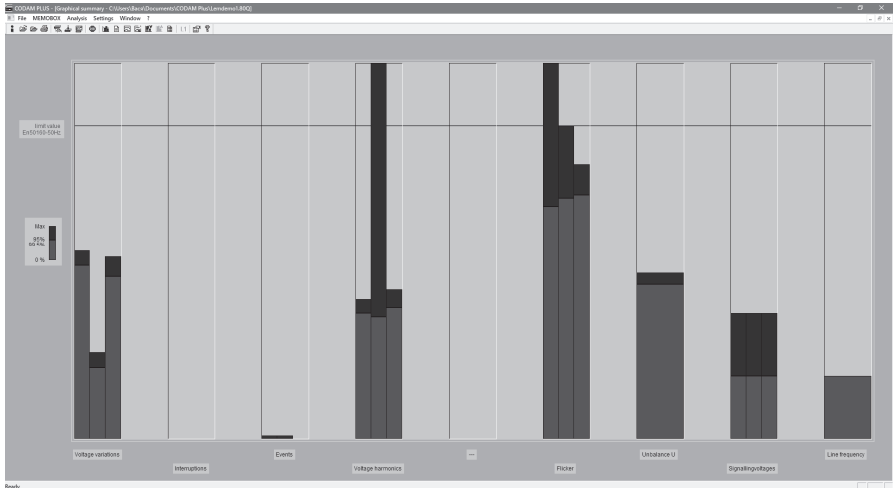


Рис. 7.18. Представлення результатів вимірювання показників якості електроенергії у вигляді діаграми

The screenshot shows the CODAM Plus software interface with a table of power quality indicators. The table lists parameters such as Voltage variations, Interruptions, Events, Voltage harmonics, Flicker, Unbalance U, and Signaling voltages, along with their units and values for L1, L2, L3, and 95% values.

Parameter	Unit	Maximum value			95% value		
		L1	L2	L3	L1	L2	L3
Voltage variations	En50160-50Hz-pst						
Maximum 100% / 95%	% 24h	+6.00/+0.00	3.59	1.65	3.48	3.31	3.10
Minimum 100% / 95%	% 24h	-10.00/-0.00	-0.76	-2.07	-1.49	-2.25	-1.48
Interruptions < 1%	Number of	100	0	0	0	0	0
Events	Number of	100	1	0	0	0	0
Voltage harmonics							
T-Harm	% 24h	6.00	2.87		2.40		
THD-U	%	8.00		105.57		3.11	
I-Harm	% 24h	1.50		0.71		0.63	
Flicker (Fl)	PL	1.000	1.348	1.99	9.877	0.144	0.181
Unbalance U	%	2.00		1.06		0.99	
Signaling voltages							
1025 Hz	% 24h	6.00	2.00	2.00	2.00	1.00	1.00
Frequency	Hz	50 Hz				99.9% value	
Maximum 100% / 99.9%	%	+0/-1		0.20		0.20	
Minimum 100% / 99.9%	%	-1/-1		0.20		-0.20	

Legend:
 Max value above limit value
 95% (99.9%) - value above limit value

Рис. 7.19. Представлення результатів вимірювання показників якості електроенергії в табличному вигляді

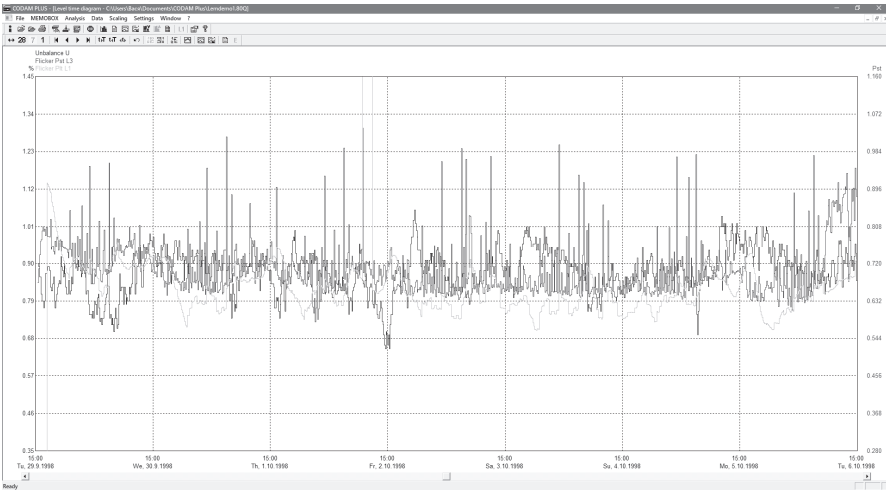


Рис. 7.20. Графіки зміни показників якості електроенергії в часі

7.2.3. Вимірювання показників якості електроенергії за допомогою цифрового мультиметру DMK-32. Серед приладів, які використовуються для оцінки параметрів ПЯЕ, окреме місце посідає цифровий мультиметр DMK-32, що поєднує функції вимірювання електричних величин із можливостями аналізу гармонічних спотворень.

Цифровий мультиметр DMK-32 є вбудованим багатофункціональним засобом вимірювальної техніки, призначеним для безперервного контролю параметрів електроенергії в однофазних та трифазних мережах змінного струму.

Зовнішній вигляд приладу наведено на рис. 7.21.



Рис. 7.21. Зовнішній вигляд приладу DMK-32

Прилад забезпечує вимірювання таких електричних величин:

- фазної та лінійної напруги (RMS), струмів у фазах і нейтралі;
- частоти мережі;
- активної (P), реактивної (Q) та повної (S) потужності;
- коефіцієнта потужності ($\cos \phi$);
- енергії (активної та реактивної);
- гармонічних складових напруги та струму (до 31-го порядку);
- загального коефіцієнта гармонічних спотворень (THD).

Функціональність приладу дозволяє проводити низку вимірювань, які безпосередньо або опосередковано характеризують показники якості електроенергії:

- відхилення напруги – контроль середньоквадратичних значень дозволяє виявляти перенапруги або занижену напругу, що негативно впливають на електроприймачі;

- частота – відхилення від номінального значення (50 Гц) може свідчити про порушення балансу потужності в енергосистемі;

- коефіцієнт потужності – низьке значення $\cos \phi$ сигналізує про високий рівень реактивної потужності, що може спричинити перевантаження мережі;

- несиметрія навантаження – вимірювання струмів по фазах дозволяє оцінити ступінь несиметрії та виявити можливі порушення;

- гармонічні спотворення – вимірювання окремих гармонік до 31-го порядку, а також обчислення THD, дає змогу оцінити рівень спотворення форми сигналу напруги та струму. Це є важливим показником при наявності нелінійних споживачів, таких як частотні перетворювачі, джерела безперебійного живлення, імпульсні блоки живлення тощо.

Схеми підключення приладу до мережі наведені на рис. 7.22, 7.23.

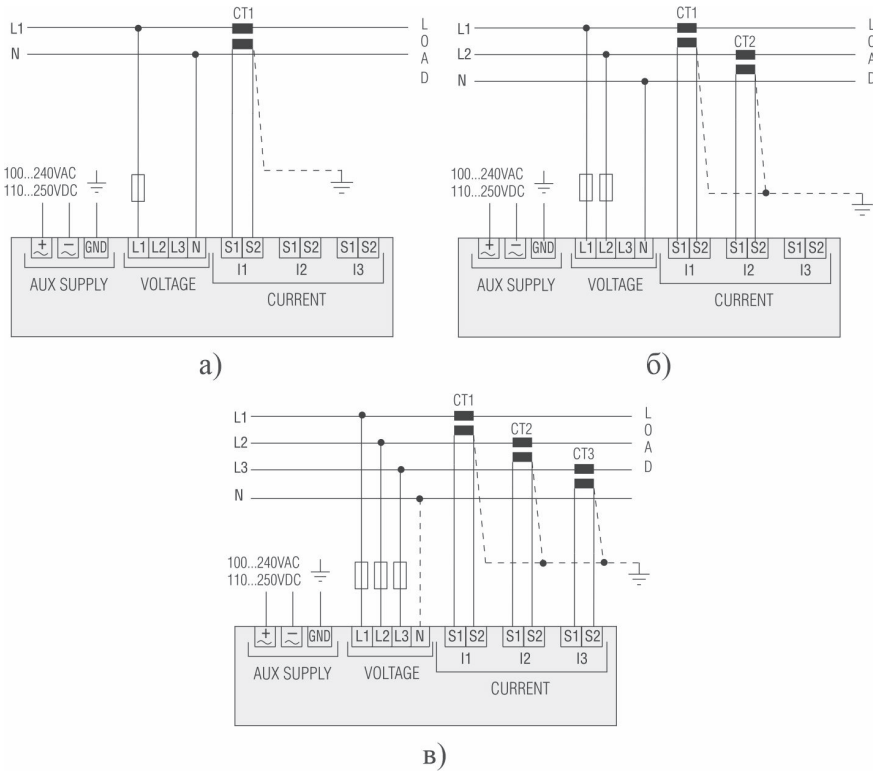


Рис. 7.22. Схеми приєднання мультиметру DMK-32 до мережі: а) до однофазної мережі; б) до двофазної мережі; в) до трифазної мережі

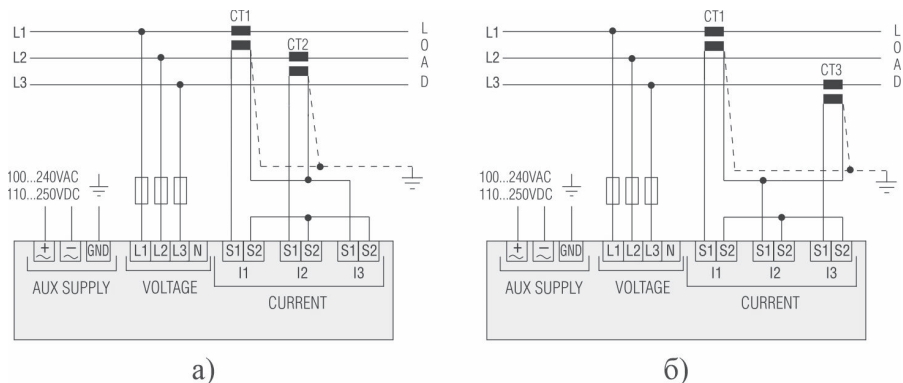


Рис. 7.23. Приєднання мультиметру DMK-32 до мережі з ізолюваною нейтраллю за схемою Арона:
а) трансформатори струму в фазах А, В; б) трансформатори струму в фазах А, С

Додатково прилад може мати цифрові входи/виходи, релейні сигнали для сигналізації або керування.

Цифровий мультиметр DMK-32, окрім локального вимірювання електричних величин, підтримує функцію дистанційного моніторингу та збору даних за допомогою спеціалізованого комп'ютерного програмного забезпечення. Це програмне забезпечення слугує інтерфейсом між приладом і користувачем у середовищі персонального комп'ютера, забезпечуючи доступ до повного спектра вимірюваних параметрів, функцій конфігурування та реєстрації даних.

Схема приєднання DMK-32 до персонального комп'ютера наведена на рис. 7.24.

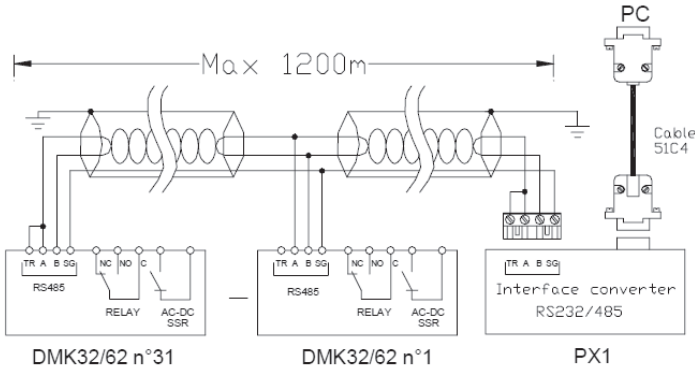


Рис. 7.24. Схема приєднання пристрою DMK-32 до комп'ютера

Програмне забезпечення дає змогу реалізовувати такі завдання:

- зчитування поточних даних з усіх доступних каналів: напруга (фазна, лінійна), струм, потужності (P, Q, S), частота, гармоніки струму та напруги (до 31-го порядку), THD напруги і струму, cos φ, фазові кути тощо;

- графічне відображення параметрів у вигляді гістограм, часових трендів, спектрограм гармонік;

- налаштування адреси пристрою, швидкості порту, формату обміну даними (Modbus RTU);

- збереження архівів вимірювань із прив'язкою до часових міток;

- налаштування сигналізацій: користувач може задати порогові значення для кожного параметра, при перевищенні яких програма видає попередження;

- експорт результатів вимірювання у табличних форматах (CSV, Excel) для подальшого аналізу;

- інтеграцію в SCADA-системи для комплексного диспетчерського контролю.

Головне вікно програми наведено на рис. 7.25.

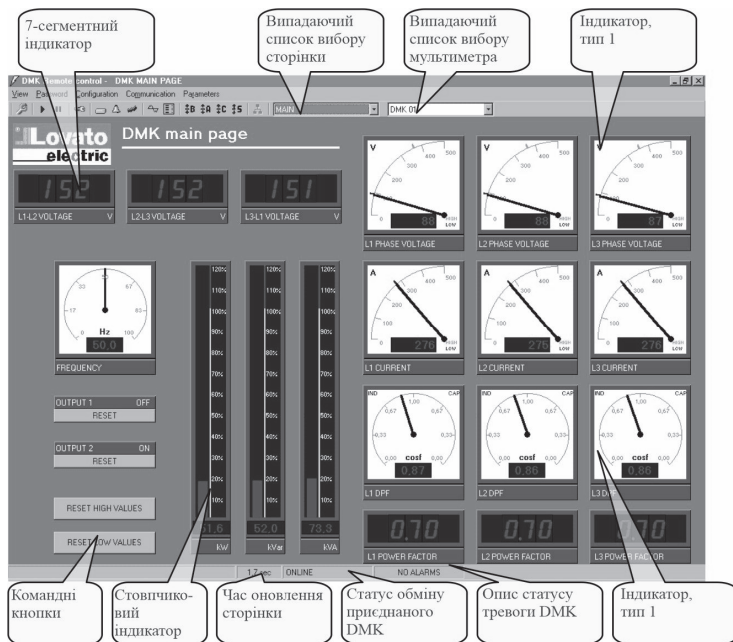


Рис. 7.25. Головне вікно програми

Вікна програми із зображенням результатів вимірювань параметрів режиму мережі наведені на рис. 7.26 – 7.27.

Завдяки підтримці відкритих протоколів, зокрема Modbus RTU, DMK-32 може бути інтегрований у SCADA або системи АСКОЕ для централізованого диспетчерського управління. У цьому випадку програмне забезпечення або OPC-сервер, що супроводжує пристрій, надає доступ до змінних у реальному часі, які можуть бути використані SCADA-платформами (наприклад, WinCC, TraceMode, Ignition, тощо).

Слід відмітити, що попри широкі функціональні можливості, DMK-32 не забезпечує повного набору вимірювань згідно з вимогами стандарту ДСТУ EN 50160, зокрема не виконує вимірювання короточасних перерв, просідань напруги з високою часовою роздільністю, флікеру.

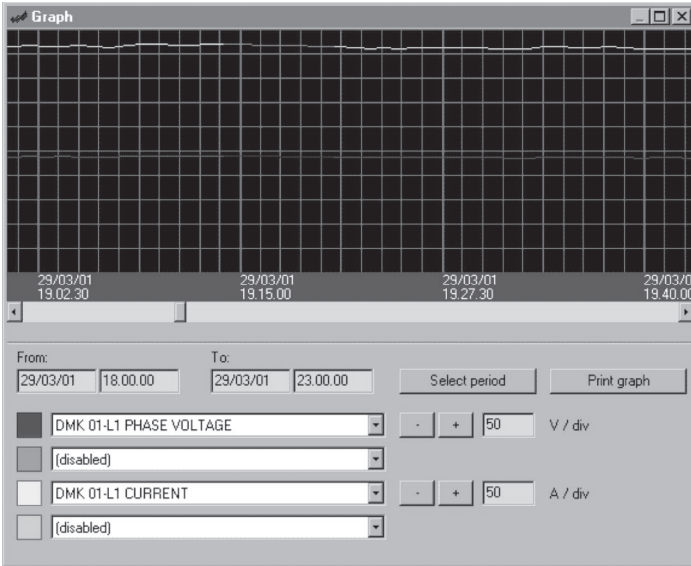


Рис. 7.26. Графіки зміни параметрів режиму мережі в часі

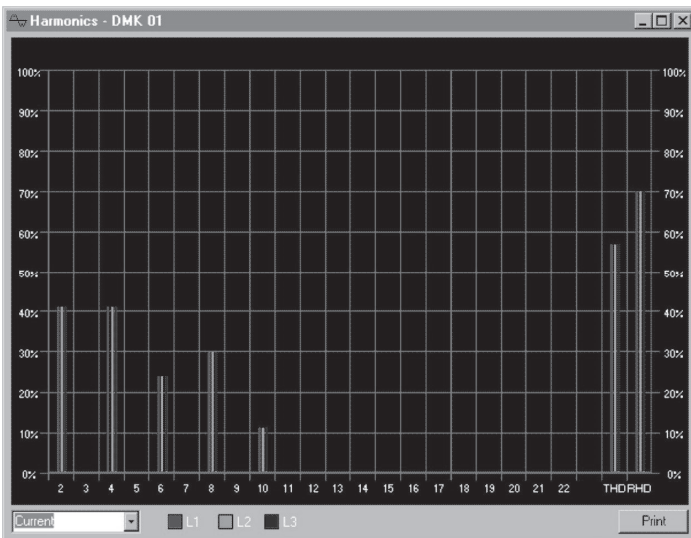


Рис. 7.27. Діаграма гармонік струму мережі

Для проведення повного енергетичного аудиту або розслідування інцидентів, пов'язаних із якістю електроенергії, доцільно використовувати спеціалізовані аналізатори з реєстрацією подій, які були описані в даному розділі.

Контрольні запитання

1. Які нормативні документи регламентують вимірювання показників якості електроенергії в Україні?
2. Які параметри електроенергії підлягають контролю згідно з Кодексом системи розподілу?
3. Які фактори враховуються при виборі місць встановлення обладнання для моніторингу якості електроенергії?
4. Яка мінімальна тривалість контролю параметрів електроенергії при використанні мобільних приладів?
5. Які основні можливості забезпечують аналізатори якості електроенергії серії PQM-7xx?
6. У яких схемах електричних мереж можливе використання приладів PQM-7xx для вимірювань?
7. Які функції виконує програмне забезпечення SONEL Analysis 2.0 при роботі з приладами серії PQM?
8. Для яких завдань застосовується прилад Memobox 300 Smart та які його основні версії існують?
9. Які параметри може вимірювати цифровий мультиметр DMK-32 і які додаткові функції він підтримує?
10. Чому для повного енергетичного аудиту бажано застосовувати спеціалізовані аналізатори з реєстрацією подій?

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ЛІТЕРАТУРНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загальної призначеності: ДСТУ EN 50160:2023 (EN 50160:2010, IDT). [Чинний з 8.12.2023]. - К.: Держстандарт України, 2023.

2. Трунова І. М. Деякі питання щодо застосування ДСТУ EN 50160:2014/ І. М. Трунова, О. М. Мороз // Праці ТДАТУ. – 2015. – Вип.15., Т.2. – С. 328-331. – Бібліогр.: с. 331.

3. Шкрабець, Ф. П. Основи електропостачання : навч. посіб. / Ф. П. Шкрабець, П. Г. Плешков. - Кіровоград : РВЛ КНТУ, 2010. – 408 с.

4. Автоматизація контролю та управління якістю електроенергії: методичні рекомендації до виконання лабораторних робіт для здобувачів вищої освіти другого (магістерського) рівня зі спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка" / [уклад.: П. Г. Плешков, В. П. Солдатенко, І. В. Савеленко, С. П. Плешков, В. В. Зінзура], Центральноукр. нац. техн. ун-т. – Кропивницький: ЦНТУ, 2023 – 86 с.

5. Грабко В. В. До питання підвищення якості напруги в електричних мережах / В. В. Грабко, І. Ю. Львов // Сучасні інформаційні та енергозберігаючі технології життєзабезпечення людини, випуск 6. – Київ : “ФАДА, ЛТД”. – 1999. – С. 94-96.

6. 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.

7. Маліновський А.А., Хохулін Б.К. Основи електропостачання: Навчальний посібник. – Львів: Видавництво Національного університету “Львівська політехніка”, 2005. – 324 с.

8. Победаш К.К., Святненко В.А. Силові напівпровідникові прилади і перетворювачі електричної енергії [Електронний ресурс]: навчальний посібник/ Київ: КПІ ім. Ігоря Сікорського, – 2017. – 244 с.

9. Шестеренко В.Є. Системи електроспоживання та електропостачання промислових підприємств: підручник / Шестеренко В.Є. – Вінниця: Нова Книга, 2011. – 656 с.

10. Квітка С.О., Вовк О.Ю., Квітка О.С. Дослідження втрат активної потужності в асинхронному електродвигуні // Науковий вісник Таврійського державного агротехнологічного університету. Вип.7, т.1. Мелітополь: ТДАТУ, 2017. С. 126 – 134.

11. Адамова С. В. Аналіз впливу якості електроенергії на роботу струмоприймачів// Таврійський державний агротехнологічний університет. Науковий вісник ТДАТУ, том 8, № 2(2018)

12. Про затвердження Кодексу систем розподілу : Постанова Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг від 14.03.2018 р. № 310 : станом на 21 трав. 2022 р. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0310874-18>

13. Трунова, І. М., Я. А. Лебедева. Порівняльний аналіз основних нормативних документів щодо якості електричної енергії. Вісник Харківського національного технічного університету сільського господарства імені Петра Василенка 165 (2015): 19-22.

14. Electrical Power Systems Quality. Second Edition / R. Dugan, M. McGranaghan, S. Santoso, W. Beaty. – Boston : McGraw-Hill, 2003. – 525 p.

15. Бурбело М. Й. Формування математичних моделей вимірювальних систем установок симетрування / М. Й. Бурбело, О. В. Бабенко // Вісник ВПП. – 2005. – №6. – С. 242-251.

16. Бурбело М. Й. Квазірівноважені вимірювальні канали для симетрувальних установок / М. Й. Бурбело, О. В. Бабенко. – Вінниця, УНІВЕРСУМ-Вінниця, 2009. – 96 с.

17. Плешков П. Г. Задача векторної оптимізації в управлінні безконтактним пристроєм РПН силового трансформатора / П. Г. Плешков, М. В. Кубкін, В. В. Зінзура // Актуальні задачі сучасних технологій: міжнародна науково-технічна конференція молодих учених та студентів. Тернопіль, 21-22 грудня 2010 р. – Тернопіль, 2010. – С. 115.

18. Плешков П. Г. Теоретичні засади оптимального керування пристроєм РПН силового трансформатора за векторним критерієм /

П. Г. Плешков, В. В. Зінзура, М. В. Кубкін // Збірник наукових праць Кіровоградського національного технічного університету / Техніка в сільськогосподарському виробництві, галузеве машинобудування, автоматизація. / Вип. 24, ч. 2. – Кіровоград: КНТУ, 2011. – С. 164-173.

19. 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.

20. Автоматизовані системи обліку та якості електричної енергії в оптовому ринку [Праховник А.В., Тесік Ю.Ф., Жаркін А.Ф. та ін.]; під ред.О.Г.Гриба. Х.: ПП „Ранок-НТ”. 2012. – 516 с.

21. Півняк Г.Г., Шидловский А.К., Кігель Г.А., Рибалко А.Я., Хованська О.І. Особливі режими електричних мереж. – Дніпропетровськ: НГА України, 2004.– 375 с.

Навчальне видання

П. Г. Плешков, В. В. Зінзура, В. П. Солдатенко,
С. П. Плешков, Н. Ю. Гарасьова

АВТОМАТИЗАЦІЯ КОНТРОЛЮ ТА УПРАВЛІННЯ ЯКІСТЮ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

Підручник

Формат 60x84 1/16. Ум. друк. арк 14,65. Тираж 98. Зам. 824.

Видавець і виготовлювач СПД ФО Лисенко Я. С.
25006, м. Кропивницький, вул. Театральна, 31, кв. 4
Свідцтво суб'єкта видавничої справи ДК № 8096 від 21.03.2024
kod@kod.kr.ua

