

Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»
(повне найменування вищого навчального закладу)

Навчально-науковий інститут інформаційних технологій і робототехніки

(повне найменування інституту, назва факультету (відділення))

Кафедра автоматики, електроніки та телекомунікацій

(повна назва кафедри (предметної, циклової комісії))

Пояснювальна записка

до кваліфікаційної роботи

магістр

(ступінь вищої освіти)

на тему Дослідження якості мережевої електроенергії з аналізом методів та засобів вимірювання відповідно до стандартів ЄС

Виконав: студент 6 курсу, групи 601МЕ
спеціальності 141 «Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка»
(шифр і назва напрямку підготовки, спеціальності)

Здоровченко Д.А.

(прізвище та ініціали)

Керівник

Трет'як А.В.

(прізвище та ініціали)

Рецензент

Заскаченко Р. В.

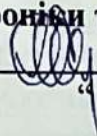
(прізвище та ініціали)

Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»

Інститут Навчально-науковий інститут інформаційних технологій та робототехніки
Кафедра Автоматики, електроніки та телекомунікацій
Ступінь вищої освіти Магістр
Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри автоматичної, електроніки та телекомунікацій

 О.В. Шефер

«04» вересня 2023 р.

ЗАВДАННЯ НА МАГІСТЕРСЬКУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

Здоровченку Данилу Андрійовичу

1. Тема проекту (роботи) «Дослідження якості мережевої електроенергії з аналізом методів та засобів вимірювання відповідно до стандартів ЄС».

Керівник проекту (Трет'як А.В., к.т.н., доцент)

затверджена наказом вищого навчального закладу від «04» 09 2023 року 1986-ра

2. Строк подання студентом проекту (роботи) 13.12.2023р.

3. Вихідні дані до проекту (роботи) відхилення напруги - ± 5 ; доза флікера короткочасна - 1,38; тривала - 1,00; коефіцієнт спотворення синусоїдальності кривої напруги, - не більше 8 %; коефіцієнт гармонійної складової напруги непарного (парного) порядку - не більше 5 %; несиметрія напруги - не більше 5 %; тривалість провалу напруги - 30с.

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити) Аналіз показників якості електроенергії в електричних мережах. Аналіз типів спотворень якості електричної енергії. Нормативно-правова база контролю за показниками якості електроенергії. Методи визначення параметрів якості електричної енергії. Розробка способу виявлення та ідентифікації спотворень якості електроенергії. Перетворення Лапласа дискретизованого сигналу. Перетворення Котельнікова. Перетворення Фур'є. Вейвлет-перетворення. Спосіб визначення наявності спотворень якості електричної енергії. Огляд засобів вимірювання показників якості електричної енергії. Алгоритм дослідження якості мережевої електроенергії за допомогою PQM 703. Дослідження вибраного об'єкта за допомогою PQM 703. Дослідження точності вимірів. Дослідження заходів підвищення якості електричної енергії.

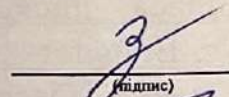
5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових плакатів):

1. Аналіз показників якості електроенергії в електричних мережах.
2. Аналіз типів спотворень якості електричної енергії.
3. Нормативно-правова база контролю за показниками якості електроенергії.
4. Дослідження методів визначення параметрів якості електричної енергії.
5. Аналіз засобів вимірювання показників якості електричної енергії.
6. Алгоритм вимірювання показників якості електричної енергії.
7. Дослідження якості електричної енергії (дослід 1).
8. Дослідження якості електричної енергії (дослід 2).
9. Заходи підвищення якості електричної енергії.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

Пор. №	Назва етапів магістерської роботи	Термін виконання етапів роботи			Примітка (плакати)
1	Аналіз показників якості електроенергії в електричних мережах	13.09.23		10%	Пл. 1
2	Аналіз типів спотворень якості електричної енергії	19.10.23		20%	Пл. 2
3	Нормативно-правова база контролю за показниками якості електроенергії.	20.10.23	I	30%	Пл. 3
4	Методи визначення параметрів якості електричної енергії	01.10.23		40%	Пл. 4
5	Розробка способу виявлення та ідентифікації спотворень якості електроенергії. Перетворення Лапласа дискретизованого сигналу	10.10.23		50 %	Пл. 5
6	Перетворення Котельнікова. Перетворення Фур'є. Вейвлет- перетворення	29.10.23	II	60%	Пл. 6
7	Спосіб визначення наявності спотворень якості електричної енергії	10.11.23		70%	Пл. 7
8	Огляд засобів вимірювання показників якості електричної енергії	15.11.23		80%	Пл. 8
9	Алгоритм дослідження якості мережевої електроенергії за допомогою PQM 703. Дослідження вибраного об'єкта за допомогою PQM 703. Дослідження точності вимірів. Дослідження заходів підвищення якості електричної енергії	21.11.23	III	90%	Пл. 9
10	Оформлення магістерської роботи	13.12.23		100%	

Магістрант



(підпис)
Здоровченко Д.А.
(прізвище та ініціали)

Керівник роботи



(підпис)
Трет'як А.І.
(прізвище та ініціали)

ЗМІСТ

ВСТУП	5
РОЗДІЛ 1 АНАЛІТИЧНА ЧАСТИНА	
1.1 Аналіз показників якості електроенергії в електричних мережах	7
1.2 Аналіз типів спотворень якості електричної енергії	20
1.3 Нормативно-правова база контролю за показниками якості електроенергії	23
РОЗДІЛ 2 ТЕХНОЛОГІЧНА ЧАСТИНА	
2.1 Методи визначення параметрів якості електричної енергії	30
2.2 Розробка способу виявлення та ідентифікації спотворень якості електроенергії	34
2.2.1 Перетворення Лапласа дискретизованого сигналу	34
2.2.2 Перетворення Котельнікова	36
2.2.3 Перетворення Фур'є	37
2.2.4 Вейвлет- перетворення	39
2.2.5 Спосіб визначення наявності спотворень ЯЕЕ	43
2.3 Огляд засобів вимірювання показників якості електричної енергії	45
РОЗДІЛ 3 ДОСЛІДНА ЧАСТИНА	
3.1 Алгоритм дослідження якості мережевої електроенергії за допомогою RQM 703	60
3.2 Дослідження вибраного об'єкта за допомогою RQM 703	67
3.3 Дослідження точності вимірів	73
3.4 Дослідження заходів підвищення якості електроенергії	82
ВИСНОВКИ	85
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	87
ДОДАТКИ	

ВСТУП

Актуальність роботи. Якість електричної енергії – є основним фактором, який впливає на надійність електропостачання. контроль якості електричної енергії має на увазі оцінку відповідності показників встановленим нормам, а подальший аналіз якості електроенергії – визначення сторони відповідальної у погіршенні цих показників.

Визначення показників якості електричної енергії завдання нетривіальне. Це тому, що більшість процесів, що протікають в електричних мережах - швидкоплинні, всі нормовані показники якості електричної енергії не можуть бути виміряні безпосередньо – їх необхідно розраховувати, а остаточний висновок можна дати лише за статистично опрацьованим результатам. Тому, для визначення показників якості електричної енергії, необхідно виконати великий обсяг вимірювань з високою швидкістю та одночасною математичною та статистичною обробкою вимірних значень. Погіршення якості електроенергії негативним чином впливає на ефективність роботи електрообладнання. Також, погана якість електроенергії, може призвести до матеріальних збитків, до необхідності ремонту електрообладнання, або, в гіршому випадку, до його повної заміни. Європейська інтеграція України – складний, багаторівневий, поступовий процес в різних сферах – політичній, економічній, соціальній, культурній. Не винятком є інтеграція електричних мереж. Але для початку необхідно дослідити якість мережевої електроенергії з аналізом методів та засобів вимірювання відповідно до стандартів ЄС. Враховуючі необхідність контролювати якість електричної енергії впливає необхідність її дослідження, що і обумовлює актуальність магістерської роботи.

Метою магістерської роботи є дослідження якості мережевої електроенергії з аналізом методів та засобів вимірювання відповідно до стандартів ЄС.

Для досягнення поставленої мети необхідно вирішити наступні завдання:

- проаналізувати показники якості електроенергії в електричних мережах;
- окреслити типи спотворень якості електричної енергії;
- виконати аналіз нормативно-правова база контролю за показниками якості електроенергії;
- дослідити методи визначення параметрів якості електричної енергії;
- розробити способи виявлення та ідентифікації спотворень якості електроенергії.
- виконати огляд засобів вимірювання показників якості електричної енергії;
- розробити алгоритм дослідження якості мережевої електроенергії за допомогою RQM 703;
- виконати дослідження електричної мережі за допомогою RQM 703.

Об'єктом дослідження є процес вимірювання показників якості електричної мережі складу.

Предметом дослідження є використання методів та засобів вимірювання якості електричної мережі.

Джерела досліджень. Використання інструкцій по вимірюванню показників якості електроенергії аналізатором RQM 703, чинного стандарту України ГОСТ 13109-97 та міжнародних стандартів, таких як EN 50160, IEC 61000.

РОЗДІЛ 1 АНАЛІТИЧНА ЧАСТИНА

1.1 Аналіз показників якості електроенергії в електричних мережах

Електроенергія в значній мірі визначає технологічні процеси виробництва. У більшості випадків, низька якість електроенергії може бути визначена, як будь-які зміни в постачанні електроенергії, які призводять до порушень нормального ходу виробничого процесу або до пошкодження обладнання, трансформаторів або електродвигунів.

Дані зарубіжних досліджень показують, що втрати від неякісної електричної енергії в країнах Європи сягають десятків мільярдів євро щорічно. Не зважаючи на те, що збитки від неякісної електричної енергії мають тенденцію зростати щорічно, в Україні, на жаль, аналогічні дані відсутні. Проблемою якості електричної енергії у нашій країні систематично займаються лише науковці [6].

Розрізняють основні та додаткові критерії якості електроенергії. Основні показники якості електроенергії представлені на рисунку 1.1.

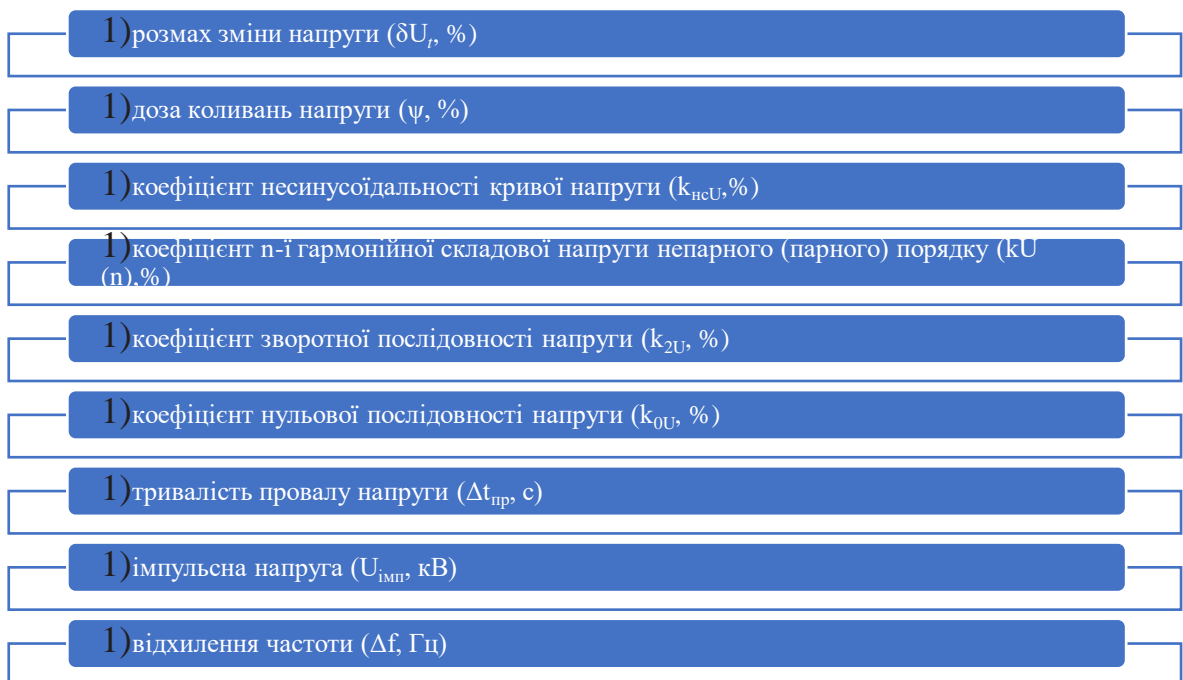


Рисунок 1.1 – Основні показники якості електричної енергії

Додаткові показники якості електроенергії, що представляють собою форми записи основних показників якості електроенергії та використовувані в інших нормативно-технічних документах (рис.1.2).

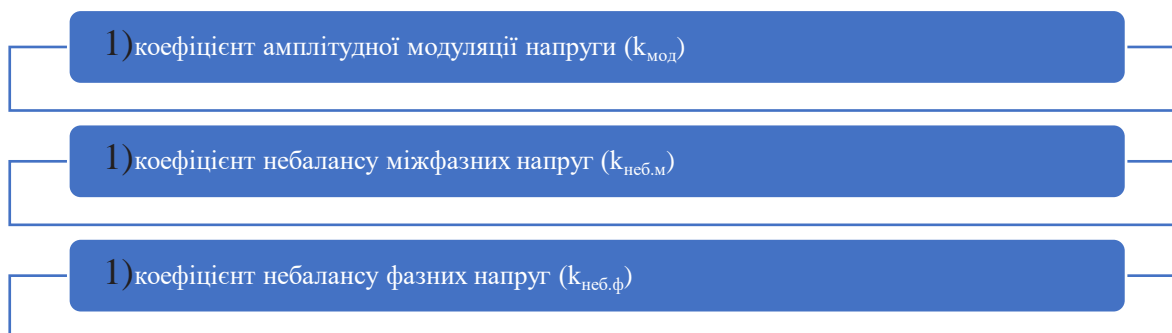


Рисунок 1.2 – Додаткові показники якості електричної енергії

Як відомо, існує дві основні групи спотворень якості електричної енергії: стаціонарні (або квазістаціонарні) і спотворення, що змінюються у часі. Гармоніки та інтергармоніки, коливання напруги і небаланс напруги відносяться до першої групи, а перехідні процеси напруги (voltage transient), зниження/перевищення напруги, переривання напруги та інші високочастотні спотворення складають другу групу.

Відзначимо допустимі значення названих показників якості електроенергії, вирази для їх визначення і області застосування. Протягом 95% часу доби (24 год) показники якості електроенергії не повинні виходити за межі нормально допустимих значень, а протягом всього часу, включаючи після-аварійні режими, вони повинні знаходитися в межах максимально допустимих значень.

Контроль якості електроенергії в характерних точках електричних мереж здійснюється персоналом підприємства електричних мереж. При цьому тривалість вимірювання показника якості електроенергії повинна становити не менше доби, а за Кодексом системи розподілу (далі КСР) та пункту 13.2.10 протягом не менше 7 календарних днів, за виключенням часу тривалості перерв в електропостачанні.

Відхилення напруги. Відхилення напруги – це один з найважливіших показників якості електроенергії. Відхилення напруги знаходиться за формулою:

$$\delta U_t = \frac{U(t) - U_n}{n} \cdot 100\%; \quad (1.1)$$

де: $U(t)$ – діюче значення напруги прямої послідовності основної частоти, або просто діюче значення напруги (при коефіцієнті несинусоїдальності, меншому або рівному 5 %, в момент часу t , кВ);

U_n – номінальна напруга, кВ.

Величина значення міжфазних напруг основної частоти. Через зміни навантажень в часі, зміни рівня напруги та інших факторів змінюється величина падіння напруги в елементах мережі і, отже, рівень напруги U_t . В результаті виявляється, що в різних точках мережі в один і той же момент часу, а в одній точці – в різні моменти, відхилення напруги різні.

Нормальна робота електроприймачів в мережі напругою до 1 кВ забезпечується за умови, що відхилення напруги на їх вході рівні $\pm 5\%$ (нормальне значення) і $\pm 10\%$ (максимальне значення). У мережах напругою 6 – 20 кВ встановлюється максимальне відхилення напруги $\pm 10\%$.

Потужність, споживана лампами розжарювання, прямо пропорційна підведеної напруги мірою 1,58, світлова віддача ламп – певною мірою 2,0, світловий потік – певною мірою 3,61, термін служби ламп – певною мірою – 13,57. Робота люмінесцентних ламп від відхилення напруги залежить менше. Так термін їх служби змінюється на 4 % при відхиленні напруги на 1 %.

Зниження освітленості робочих місць відбувається при зменшенні напруги, що призводить до зниження продуктивності праці працюючих і погіршення їх зору. При великих зниженнях напруги люмінесцентні лампи не загоряються або блимають, що призводить до скорочення терміну їх служби. При підвищенні напруги термін служби ламп розжарювання різко знижується [9].

Від рівня напруги залежить швидкість обертання асинхронних електродвигунів і, отже, їх продуктивність, а також споживана реактивна потужність. Останнє відбивається на величині втрат напруги і потужності на ділянках мережі.

Зниження напруги призводить до збільшення тривалості технологічного процесу в електротермічних і електролізних установках, а також до неможливості стійкого прийому в комунальних мережах телевізійних передач. В останньому випадку застосовуються так звані стабілізатори напруги, які самі споживають значну реактивну потужність і у яких є втрати потужності в сталі. На їх виготовлення витрачається дефіцитна трансформаторна сталь.

Для забезпечення необхідного напруги на шинах низької напруги всіх ТП застосовують так зване зустрічне регулювання напруги в центрі живлення. Тут в режимі максимальних навантажень підтримується максимально допустима напруга на шинах ЦП, а в режимі мінімальних навантажень – мінімальна напруга.

При цьому застосовується і так зване місцеве регулювання напруги в кожному трансформаторному пункті шляхом установки перемикача відгалужень розподільних трансформаторів в відповідне положення. У поєднанні з централізованим (в ЦП) і зазначеним місцевим регулюванням напруги застосовуються регульовані і нерегульовані конденсаторні установки, також відносяться до засобів місцевого регулювання напруги.

Діапазон зміни напруги. Діапазон зміни напруги є різницею між амплітудними або діючими значеннями напруги до і після одиночної зміни напруги і визначається за формулою:

$$\delta U_t = \frac{U_t - U_{t+1}}{\sqrt{2} \cdot U_B} \cdot 100\%; \quad (1.2)$$

де: U_i і U_{i+1} – значення наступних один за одним екстремумів або екстремуму по горизонталі обвідної амплітудних значень напруги.

До розмахів зміни напруги відносять поодинокі зміни напруги будь-якої форми з частотою повторення від двох разів на хвилину (1/30 Гц) до одного разу на годину, що мають середню швидкість зміни напруги більше 0,1 % в секунду (для ламп розжарювання) і 0,2 % в секунду для інших приймачів [7].

Швидкі зміни напруги викликаються ударним режимом роботи двигунів металургійних прокатних станів тягових установок залізниць, лугових сталеплавильних печей, зварювальної апаратури, а також частими пусками потужних короткозамкнених асинхронних електродвигунів, коли їх пускова реактивна потужність становить кілька відсотків потужності короткого замикання.

Число змін напруги в одиницю часу, тобто частота зміни напруги, знаходиться за формулою:

$$F = \frac{m}{T}; \quad (1.3)$$

де: m – число змін напруги за годину T ,

T – загальний час спостереження розмахів напруги.

Основні вимоги, що пред'являються до коливань напруги, обумовлюються міркуваннями захисту зору людини. Встановлено, що найбільша чутливість ока до мерехтіння світла знаходиться в області частоти, рівної 8,7Гц. Тому для ламп розжарювання, які забезпечують робоче освітлення при значних зорових напруженнях, розмах напруги допускається не більше 0,3 %, для ламп накачування в побуті – 0,4 %, для люмінесцентних ламп та інших електроприймачів – 0,6 [3].

Допустимі розмахи коливань наведені на рисунку 1.3.

Область I відповідає роботі насосів і побутових приладів, II – кранів, підйомників, III – дугових печей, ручному контактному зварюванню, IV – роботі поршневіх компресорів і автоматичному контактному зварюванню.

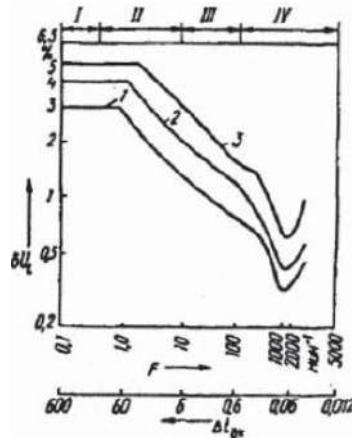


Рисунок 1.3 – Допустимі розмахи коливань напруги

1 – робоче освітлення лампами розжарювання при великій зоровій нарузі, 2 – побутові лампи розжарювання, 3 – люмінесцентні лампи

Для зниження діапазону зміни напруги в освітлювальній мережі застосовують роздільне живлення приймачів освітлювальної мережі і силового навантаження від різних силових трансформаторів, поздовжньою ємнісною компенсацією мережі живлення, а також синхронні електродвигуни та штучні джерела реактивної потужності (реактори або конденсаторні батареї, струм яких формується за допомогою керованих клапанів для отримання необхідної реактивної потужності).

Доза коливань напруги. Доза коливань напруги ідентична розмаху зміни напруги і в діючих електричних мережах вводиться в міру їх оснащення відповідними приладами. При використанні показника «доза коливань напруги» оцінка допустимості розмаху зміни напруги може не проводитися, тому що розглядаються показники взаємозамінні.

Доза коливань напруги також є інтегральною характеристикою коливань напруги, що викликають у людини накопичується за встановлений період часу роздратування через мерехтіння світла в діапазоні частот від 0,5 до 0,25 Гц.

Допустиме максимальне значення дози коливань напруги (ψ , (%)) в електричній мережі, до якої приєднуються освітлювальні установки, не

повинно перевищувати: 0,018 – з лампами розжарювання в приміщеннях, де потрібна значна зорова напруга; 0,034 – з лампами розжарювання в усіх інших приміщеннях; 0,079 – з люмінесцентними лампами [12].

Коефіцієнт несинусоїдальності кривої напруги. При роботі в мережі потужних випрямних і перетворювальних установок, а також дугових печей і установок для зварювання, тобто нелінійних елементів, відбувається перекручування кривих струму і напруги. Несинусоїдальні криві струму і напруги є гармонійні коливання, що мають різні частоти (промислова частота – це нижча гармоніка, всі інші по відношенню до неї – вищі гармоніки).

Вищі гармоніки в системі електропостачання викликають додаткові втрати енергії, скорочують термін служби конденсаторних батарей, електродвигунів і трансформаторів, призводять до труднощів при налагодженні релейного захисту та сигналізації, а також експлуатації електроприводів з тиристорним керуванням тощо.

Коефіцієнт несинусоїдальності кривої напруги k_{nU} можна знайти за формулою:

$$k_U(n) = \frac{U_n}{U_H} \cdot 100\%; \quad (1.4)$$

де: N – порядок останньої з врахованих гармонійних складових;

U_n – діюче значення n -ї ($n = 2, \dots, N$) гармонійної складової напруги, кВ.

Для мереж напругою до 1 кВ значення k_{nU} не повинні перевищувати 5 та 10 %, для мереж напругою 6–20 кВ 4 та 8 %, для мереж напругою 35 кВ 3 та 6 %, а для мереж напругою 110 кВ і вище 2 та 4 %.

Силові фільтри — це послідовне з'єднання індуктивних та ємнісних опорів, налаштованих на певну гармоніку, щоб зменшити вищі гармоніки. Перетворюючі установки з великим числом фаз використовують для видалення гармонік нижчих частот.

Коефіцієнт гармонійної складової напруги n в порядку непарного або парного. Коефіцієнт n -ї гармонійної складової напруги непарного порядку є

відношенням діючого значення n -ї гармонійної складової напруги до напруги основної частоти, що можна відобразити наступною формулою:

$$k(n) = \frac{U_n}{U(t)} \cdot 100\%; \quad (1.5)$$

Отже, відзначаємо, що спектр гармонійних складових n -х визначається за значенням коефіцієнта $kU(n)$ [14]. Проте є певний нюанс, адже для придушення вищезазначених складових необхідні відповідні силові фільтри.

Відомо, що в електричних мережах напругою до 1 кВ значення не повинні перевищувати 3 та 6 %, в мережах 6–20 кВ 2,5 та 5 %, в мережах 35 кВ 2 та 4 %, а в мережах 110 кВ і вище 1 та 2 %.

Несиметрія напруги. Виявлено, що однофазне навантаження електроприймачів буде викликати несиметрію напруги. Зазвичай напруга зворотної послідовності породжує несиметрію напруги в розподільних мережах напругою вище 1 кВ, а ті, в свою чергу, працюють з ізольованою або компенсованою нейтраллю. Нерівності фазної та лінійної напруги є прямими ознаками несиметрії, а коефіцієнт зворотної послідовності напруги є додатковим показником, який можна записати наступним чином:

$$k_{U(1)} = \frac{U_{2(1)}}{U_H} \cdot 100\%; \quad (1.6)$$

де: $U_{2(1)}$ є діючим значенням напруги зворотної послідовності основної частоти системи напруги з трьома фазами, кВ. Три основні напруги частоти $U_{A(1)}$, $U_{B(1)}$ і $U_{C(1)}$ можна використовувати для вимірювання величини $U_{2(1)}$. Отже, маємо наступний вираз:

$$k_{2(1)} = \frac{\sqrt{3}(U_{A(1)y_A} + U_{B(1)y_B} + U_{C(1)y_C})}{y_A + y_B + y_C}; \quad (1.7)$$

де: y_A , y_B та y_C – провідність фаз приймача А, В та С.

Досліджено, що у мережах напругою більше 1 кВ несиметрія напруги спостерігається, зазвичай, в однофазних електротермічних установках. Серед

таких установок можна виділити печі опору, індукційні каналні печі, дугові непрямі печі, установки електрошлакової переплавки тощо.

Відомо, що наявність напруги зворотної послідовності змушує нагріватись обмоткам синхронних генераторів та збільшує їх вібрацію. Це тягне за собою нагрівання електродвигунів, а отже, що суттєво зменшує термін служби їх ізоляції, зменшує реактивну потужність, вироблену силовими конденсаторами, нагріває лінії та трансформатори, збільшує кількість помилкових спрацьовувань релейного захисту тощо.

Також слід зазначити, що коефіцієнт несиметрії на затискачах симетричних електроприймачів зазвичай становить 2 %, а максимальне значення сягає - 4 % [5].

Досліджено, що застосування керованих та некерованих симетруючих пристроїв, які виконують функцію компенсації еквівалентного струму зворотної послідовності, що споживаються однофазними навантаженнями. В свою чергу, живлення однофазних електроприймачів від окремих трансформаторів суттєво зменшує вплив несиметрії.

Відомо, що у чотирьох провідних мережах напругою до 1 кВ несиметрія, що спричинена однофазними приймачами, підключеними до фазних напружень, супроводжується проходженням струму в нульовому проводі, що призводить до напруги нульової послідовності.

Коефіцієнт послідовності з нульовою напругою запишемо виразом:

$$k_{OU} = \frac{U_{o(1)}}{U_{нф}} \cdot 100\%; \quad (1.8)$$

де: $U_{o(1)}$ – значення напруги нульової послідовності основної частоти, кВ;

$U_{н.ф.}$ – номінальне значення фазної напруги, кВ.

Величина $U_{o(1)}$ знаходиться за допомогою вимірювання трьохфазної напруги основної частоти наступним чином:

$$U_{o(1)} = \frac{y_A U_{A(1)} + y_B U_{B(1)} + y_C U_{C(1)}}{y_A + y_B + y_C + y_0}; \quad (1.9)$$

де: y_A, y_B, y_C, y_0 – провідності фаз А, В, С приймача і провідність нульового проводу;

$U_{A(1)}, U_{B(1)}, U_{C(1)}$ – актуальні значення фазної напруги.

Визначимо, що коефіцієнт нульової послідовності, який дорівнює двом відсоткам нормального рівня та чотирьом відсоткам максимального рівня, необхідний для задоволення відхилення напруги, щоб досягти потенційного значення $U_0(1)$ [6]. Враховуючи вищезазначене, застосування трансформаторів у розподільній мережі з групою з'єднання «зірка-зигзаг» та розподіл однофазного навантаження між фазами, а також збільшення перетину нульового проводу до перетину фазних проводів зазвичай допомагають суттєво зменшити значення.

Провал напруги та інтенсивність провалів напруги. Отже, маємо визначення провалу напруги, як раптове суттєве зниження напруги в точці електричної мережі після певного проміжку часу, який може бути буквально декілька десятків секунд до початкового рівня.

Тривалість провалу напруги $\Delta t_{пр}$ – проміжок часу, який проходить між моментом, коли відбувається провал напруги, та моментом, коли напруга повертається до свого початкового або найближчого рівня (рис. 1.4), тобто $\Delta t_{пр} = t_{від} - t_{поч}$.

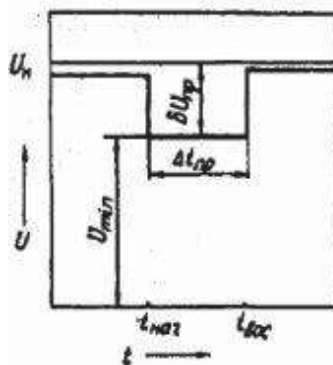


Рисунок 1.4 – Тривалість та глибина провалу напруги

Значення $\Delta t_{\text{пр}}$ становить від декількох періодів до декількох десятків секунд. Провал напруги характеризується інтенсивністю і глибиною провалу $\delta U_{\text{пр}}$, що представляє собою різницю між номінальним значенням напруги і мінімальним діючим значенням напруги $U_{\text{мін}}$ протягом провалу напруги, і виражається у відсотках номінального значення напруги або в абсолютних одиницях [17].

Наступним чином визначається величина $\delta U_{\text{пр}}$:

$$\delta U_{\text{пр}} = \frac{U_{\text{н}} - U_{\text{мін}}}{U_{\text{н}}} \cdot 100\%; \quad (1.10)$$

або:

$$\delta U_{\text{пр}} = U_{\text{н}} - U_{\text{мін}}; \quad (1.11)$$

Інтенсивність провалів напруги m^* являє собою частоту появи в мережі провалів напруги певної глибини і тривалості:

$$M^* = \frac{m(\delta U_{\text{пр}} \cdot \Delta t_{\text{пр}})}{M} \cdot 100\%; \quad (1.12)$$

де: $m(\delta U_{\text{пр}}, \Delta t_{\text{пр}})$ – число провалів напруги глибиною $\delta U_{\text{пр}}$ і тривалістю $\Delta t_{\text{пр}}$ за годину Т;

M – сумарна кількість провалів напруги за годину Т.

До провалів напруги, що виникають в більшості випадків при коротких замиканнях в мережі, чутливі деякі види електроприймачів (ЕОМ, силова електроніка), тому в проектах електропостачання таких приймачів повинні бути передбачені заходи щодо зниження тривалості, інтенсивності та глибини провалів напруги. Допустимі значення тривалості провалів напруги ГОСТ не вказує.

Імпульсна напруга. Імпульсна напруга – це різка зміна напруги, за яким слідує відновлення напруги до звичайного рівня за проміжок часу від кількох мікросекунд до 10 мілісекунд. Воно являє собою максимальне миттєве значення напруги імпульсу $U_{\text{імп}}$ (рис. 1.5).

Імпульсна напруга характеризується амплітудою імпульсу $U'_{\text{імп}}$, що представляє собою різницю між імпульсом напруги і миттєвим значенням напруги основної частоти, відповідним моменту початку імпульсу. Тривалість імпульсу $t_{\text{імп}}$ – інтервал часу між початковим моментом імпульсу напруги і моментом відновлення миттєвого значення напруги до звичайного рівня. Може бути обчислена тривалість імпульсу $t_{\text{імп}0,5}$ за рівнем 0,5 його амплітуди (рис. 1.5) [8].

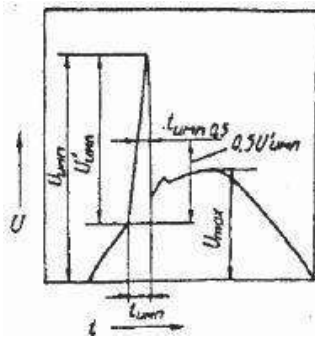


Рисунок 1.5 – Імпульсна напруга

Імпульсна напруга визначається у відносних одиницях за формулою:

$$\delta U_{\text{імп}} = \frac{U_{\text{імп}}}{\sqrt{2} - U_{\text{н}}}; \quad (1.13)$$

До імпульсам напруги чутливі також такі електроприймачі, як ЕОМ, силова електроніка та ін. Імпульсні напруги з'являються внаслідок комутацій в електричній мережі. Заходи щодо зниження імпульсної напруги повинні передбачатися при розробці конкретних проектів електропостачання. Допустимі значення імпульсної напруги ГОСТ не вказує [19].

Відхилення частоти. Зміни частоти обумовлені змінами сумарного навантаження і характеристиками регуляторів частоти обертання турбін. Великі відхилення частоти виникають в результаті повільного регулярного зміни навантаження при недостатньому резерві активної потужності.

Частота напруги на відміну від інших явищ, що погіршують якість електроенергії, є загальносистемним параметром: всі генератори, підключені

до однієї системи, генерують електроенергію на напрузі однаковою частоти – 50Гц [9].

Відповідно до першого закону Кірхгофа завжди існує чіткий баланс між виробленою і згенерованою потужностями. Тому будь-яка зміна потужності навантаження викликає зміну частоти, що призводить до зміни виробленою активної потужності генераторів, для чого блоки «турбіна– генератор» обладнають пристроями, що дозволяють регулювати надходження енергоносія в турбіну в залежності від змін частоти в електричній системі.

При певному зростанні навантаження виявляється, що потужність блоків «турбіна – генератор» вичерпана. Якщо навантаження продовжує збільшуватися, баланс встановлюється при зниженій частоті – виникає відхилення частоти. У цьому випадку говорять про дефіцит активної потужності для підтримки номінальної частоти.

Відхилення частоти Δf від номінального значення f_n можна знайти за допомогою наступної формули:

$$\Delta f = f - f_n; \quad (1.14)$$

де: f – поточне значення частоти в системі.

Зміни частоти, що перевищують 0,2 Гц, істотно впливають на техніко-економічні показники роботи електроприймачів, тому нормально допустиме значення відхилення частоти одно $\pm 0,2$ Гц, а максимально допустиме значення відхилень частоти складає $\pm 0,4$ Гц. У післяаварійних режимах допускається відхилення частота від +0,5Гц до – 1Гц протягом не більше 90 год. в рік.

Відхилення частоти від номінальної призводить до збільшення втрат енергії в мережі, а також до зниження продуктивності технологічного устаткування.

Коефіцієнт амплітудної модуляції напруги і коефіцієнт небалансу міжфазних і фазних напруг. Коефіцієнт амплітудної модуляції напруги характеризує коливання напруги і дорівнює відношенню найбільшою і

найменшою амплітуд модульованої напруги, взятих за певний інтервал часу, до номінального або базового значення напруги:

$$k_{\text{мод}} = \frac{U_{\text{нб}} - U_{\text{нм}}}{2\sqrt{2} \cdot U_{\text{н}}}; \quad (1.15)$$

де: $U_{\text{нб}}$ і $U_{\text{нм}}$ – відповідно найбільша і найменша амплітуди модульованої напруги [10].

Коефіцієнт небалансу міжфазних напруги $k_{\text{неб.мф}}$ характеризує несиметрію міжфазних напруг і дорівнює відношенню розмаху небалансу міжфазних напруг до номінального значення напруги:

$$k_{\text{неб.мф}} = \left(\frac{U_{\text{нб}} - U_{\text{нм}}}{U_{\text{н}}} \right) \cdot X \cdot 100\%; \quad (1.16)$$

де: $U_{\text{нб}}$ і $U_{\text{нм}}$ – найбільше і найменше значення, що діють з трьох міжфазних напруг.

Коефіцієнт небалансу фазних напруг $k_{\text{неб.ф}}$ характеризує несиметрію фазних напруг і дорівнює відношенню розмаху небалансу фазних напруг до номінального значення фазної напруги:

$$k_{\text{неб.ф}} = \left(\frac{U_{\text{нб.ф}} - U_{\text{нм.ф}}}{U_{\text{н.ф}}} \right) \cdot X \cdot 100\%; \quad (1.17)$$

де: $U_{\text{нб}}$ і $U_{\text{нм}}$ – найбільше і найменше значення, що діють з трьох фазних напруг,

$U_{\text{н.ф}}$ – номінальне значення фазної напруги.

1.2 Аналіз типів спотворень якості електричної енергії

Спотворення, що знижують якість напруги, можуть виникати як при передачі, так і при розподілі електроенергії (рис.1.6).

Спотворення при передачі виникають через значної протяжності повітряні лінії електропередачі схильні до дії атмосферних явищ. Різні види розрядів атмосферної електрики (блискавок) є причинами різних типів

спотворень, кидків, посадок напруги, повного припинення подачі електроенергії. Тривалість і ступінь спотворень залежать від структури мережі і часу, необхідного на її реконфігурацію. Причини виникнення перенапруги через удари блискавок зазвичай розглядаються як зовнішні по відношенню до мережі.

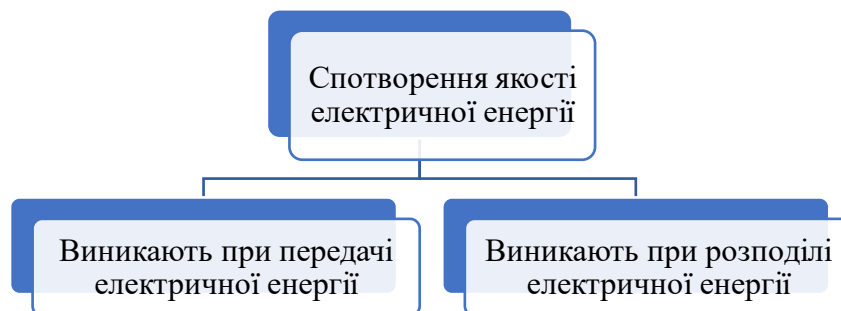


Рисунок 1.6 – Спотворення, що знижують якість напруги

Інші види спотворень виникають в процесі керування мережею, при скидах або несподіваних наростаннях навантаження. Хоча останній вид спотворень досить рідкісний, оскільки зазвичай великі навантаження підключаються до мережі поступово. Це не відноситься до раптових скидах навантаження, які найчастіше є наслідком аварій [12].

Внутрішньомережеві джерела спотворень представлені на рисунку 1.7.

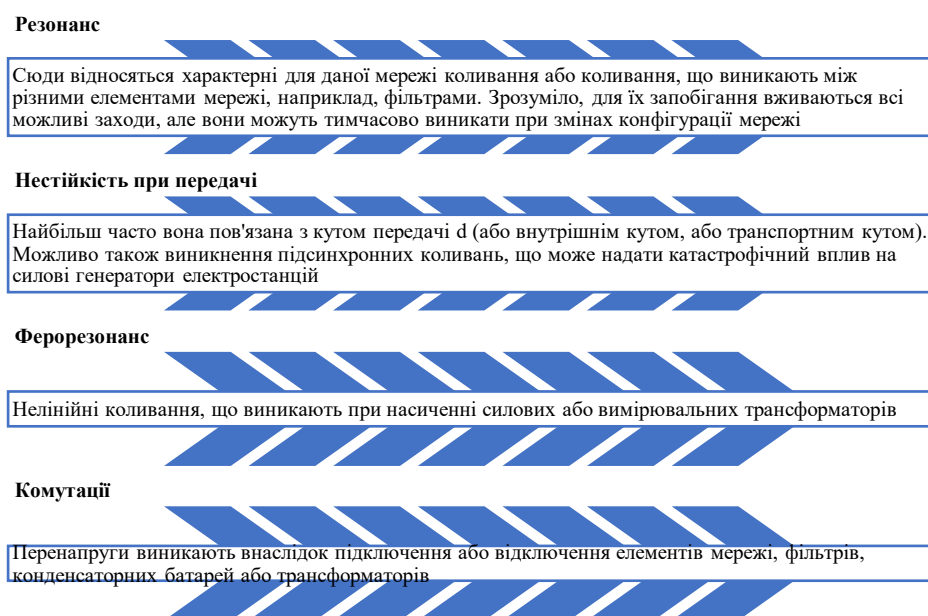


Рисунок 1.7 – Внутрішньомережеві джерела спотворень

Спотворення при розподілі. У наші дні ми стикаємося з все більшою кількістю електричних навантажень, які погіршують якість енергії в мережах як побутових, так і промислових мережах, а також з активною роботою щодо стандартизації енергії. Останній підхід досить неоднозначний, оскільки спочатку накладає штрафи на виробників і навіть споживачів. З іншого боку, компанії, які відповідають за розподіл енергії, зазвичай не несуть відповідальності за потужність короткого замикання або структуру повного опору мережі [13].

Силова електроніка викликає погіршення якості енергії, але в порівнянні з іншими видами перетворення вона характеризується наявністю власних коштів боротьби з цим погіршенням. Протягом багатьох років пасивні фільтри використовувалися в зв'язі з високопотужними тиристорними або діодними перетворювачами.

Зараз на ринку з'явилися замикаючі електронні елементи – IGBT (біполярний транзистор з ізольованим затвором), GTO (тиристор, що замикається) або IGCT (тиристор, що замикається з інтегрованим блоком керування), які зробили можливим виробництво перетворювачів, здатних підвищувати якість енергії. Стали реальністю активні фільтри для низької напруги, доведена можливість їх застосування на середніх напружених, і ця технологія в найближчі роки буде активно розвиватися [14].

Погіршення якості електроенергії не зводиться тільки до гармонік. Сюди ж входять зміни напруги, посадки напруги і спотворення, пов'язані з коливаннями напруги, звані «мерехтінням» або «мерехтіння ефектом», з частотою від 1 до 30 Гц і максимумом спотворень при частоті 9 Гц. Електроніка великих потужностей в змозі запропонувати рішення по боротьбі з останніми трьома видами спотворень.

1.3 Нормативно-правова база контролю за показниками якості електроенергії

Міждержавний стандарт ГОСТ 13109-97 «Електрична енергія. Норми якості електричної енергії в системах електропостачання загального призначення» введено в дію в Україні з 1 січня 2000 р [1]. Звичайно в Україні необхідно дотримуватися правил цього стандарту. Якість електричної енергії визначається як ступінь відповідності фактичних значень параметрів електричної енергії вимогам ГОСТ 13109-97, основні з яких наведено в таблиці 1.1. Проблеми з електроенергією включають будь-які відхилення параметрів напруги від стандартних значень якості електроенергії.

Таблиця 1.1 – Допустимі значення відхилень показників якості електроенергії

Найменування показника	Допустиме значення показника	
	нормальне	граничне
Відхилення напруги	± 5 *	± 10 *
Доза флікера, відн. од.: короткочасна тривала		1,38 1,00
Коефіцієнт спотворення синусоїдальності кривої напруги, %, не більше	8	12
Коефіцієнт гармонійної складової напруги непарного (парного) порядку, %, не більше	5 (2)	7,5 (3)
Несиметрія напруги, %	2	4
Тривалість провалу напруги, с		30
Відхилення частоти, Гц	$\pm 0,2$	$\pm 0,4$

Споживачі електричної енергії мають право на отримання електричної енергії з якісними характеристиками, визначеними державними стандартами, згідно зі статтею 25 Закону України «Про електроенергетику».

Крім того, згідно з пунктом 5.20 «Правил користування електричною енергією», «у відповідних договорах вказуються показники якості електричної

енергії, що забезпечуються постачальником електричної енергії». Перелік важливих показників якості електричної енергії визначається сторонами договору відповідно до державних стандартів після врахування та погодження пропозицій постачальника та споживача. У договорі зазначено методи та умови контролю показників якості електричної енергії. Сторони договору зобов'язані дотримуватися погодженого переліку показників якості.

Серед низки законодавчих та нормативних документів детально зупинимось на Законі України від 15 грудня 2010 року № 2787-VI «Про ратифікацію Протоколу про приєднання України до Договору про заснування Енергетичного Співтовариства» [2]. Україна була прийнята до Енергетичного Співтовариства з 1 лютого 2011 року та отримала сертифікат члена цього товариства. Через це Україні необхідно постійно удосконалювати нормативно-законодавчу базу у сфері енергетики до стандартів Енергетичного Співтовариства та Директив ЄС.

Також, з 1 жовтня 2014 року введено в дію ДСТУ EN 50160:2014 [3], який є аналогічним документом європейському стандарту EN 50160:2010. Вищезазначений документ був введений у дію наказом Міністерства економічного розвитку та торгівлі України 20 травня 2014 року № 573. Слід зауважити, що в Україні паралельно з європейським стандартом діє міждержавний стандарт ГОСТ13109-97. Цікавим є той факт, що ці два документа суперечать один одному щодо певних норм якості напруги електропостачання.

Послідовно розглянемо та виокремимо основні відмінності між характеристиками якості електроенергії, що зазначаються в ГОСТ-13109-97 та ДСТУ EN 50160:2014.

У ГОСТ 13109-97 термін «Несиметрія напруг» розглядається як аналогічний терміну «Небаланс напруг електропостачання» в ДСТУ EN 50160:2014. ГОСТ 13109-97 визначає допустимі значення коефіцієнта несиметрії напруги 2% за зворотною послідовністю та 4% за нульовою

послідовністю. Ці значення були визначені десь за три секунди. Відповідно до ДСТУ EN 50160:2014 зворотна послідовність є єдиним методом визначення небалансу напруги. У нормальних робочих умовах стандарт передбачає, що 95 відсотків середньоквадратичних значень напруги зворотної послідовності становлять від 0 до 2 відсотків напруги прямої послідовності. Ці показники були оцінені у десяти хвилинному проміжку часу.

Згідно ГОСТ 13109-97 короткочасна доза флікера за коливання напруги має бути 1,38, а довгочасна 1,0. Відповідно довгочасна доза флікера становить 0,74 в точках загального підключення споживачів електричної енергії з лампами накалювання, а короткочасна доза флікера становить 1. Стандартом ДСТУ EN 50160:2014 передбачено, що за нормальних робочих умов показник довгочасного флікера, спричиненого коливаннями напруги, не повинен перевищувати 1 для 95 відсотків часу споживання у календарному тижні.

ГОСТ 13109-97 визначає допустиме та гранично допустиме відхилення напруги, які становлять відповідно $\pm 5\%$ від U_n та $\pm 10\%$ від U_n . Паралельно з тим, державний стандарт ДСТУ EN 50160:2014 визначає відхилення напруги у межах $\pm 10\%$ від U_n . В тих ситуаціях, коли електричну енергію необхідно доставити до електромережі без зв'язку з ОЕС або до особливо віддалених користувачів мережею, зміни такої напруги мають бути у межах від -15% до $+10\%$ від U_n . Відзначимо, що вищезазначеним стандартом не передбачено поняття «допустимого» та «граничного» значення відхилення напруги.

Далі розглянемо як тлумачать стандарти поняття відхилення частоти. У ГОСТ 13109-97 зазначено, що допустиме відхилення частоти становить $\pm 0,2$ Гц, а гранично допустиме становить $\pm 0,4$ Гц. Поряд з тим, ДСТУ EN 50160:2014 розрізняє відхилення частоти для систем двох типів. Перший тип передбачено для систем, які синхронно підключено до ОЕС – 50 Гц $\pm 1\%$ протягом 99,5 % часу за рік; 50 Гц $+4\%/-6\%$ протягом 100 % часу вимірювання. Другий тип визначено для систем, які функціонують без синхронного підключення до ОЕС: 50 Гц $\pm 2\%$ протягом 95 % часу за тиждень;

50 Гц $\pm 15\%$ протягом 100 % часу вимірювання.

Інженерами з електромереж були виділені нормальні та гранично допустимі значення коефіцієнта викривлення синусоїдальності кривої напруги для різних класів номінальної напруги. Вищезазначені коефіцієнти та їх значення згруповані в таблиці 1.2 згідно ГОСТ 13109-97.

Таблиця 1.2 – Значення коефіцієнту викривлення синусоїдальності кривої напруги

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

Розглянемо загальний коефіцієнт гармонічних спотворень СКГС (NEAN) напруги електропостачання, який не може перевищувати 8 % діючого значення напруги основної частоти згідно ДСТУ EN 50160:2014.

Виокремлені значення коефіцієнта n -ї гармонічної складової напруги узагальнено у таблицю 1.3. Існує безліч невідповідностей у зазначених стандартах номінальних значень низької напруги, тому це питання постійно потребує скрупульозного дослідження. Відомо, що європейськими стандартами встановлено значення на рівні 230/400 В, але вітчизняними стандартами встановлено значення на рівні 220/380 В. Дослідники цього питання наголошують на тому, що було б не погано привести до єдиного знаменника ці значення напруги.

Частина п'ята статті 24 Закону України «Про електроенергетику» розтлумачує нам, що підприємства передачі електроенергії зобов'язані забезпечувати надійне та якісне постачання (транспортування) енергії з об'єктів електроенергетики. Така ціль досягається за допомогою відповідного технічного стану та організації експлуатації об'єктів електроенергетики

відповідно до вимог чинного законодавства, діючих нормативно-технічних документів, документів, що регулюють стан технічної експлуатації електричних станцій та мереж.

Таблиця 1.3 – Значення коефіцієнта n-ї гармонічної складової напруги

ГОСТ 13109-97					ДСТУ EN50160:2014		
n	НН	СН		ВН	НН	СН	ВН
		6-10 кВ	35 кВ				
Непарні гармоніки не кратні 3							
5	6,0	4,0	3,0	1,5	6,0	6,0	5,0
7	5,0	3,0	2,5	1,0	5,0	5,0	4,0
11	3,5	2,0	2,0	1,0	3,5	3,5	3,0
13	3,0	2,0	1,5	0,7	3,0	3,0	2,5
Непарні гармоніки кратні 3							
3	5,0	3,0	3,0	1,5	5,0	5,0	3,0
9	1,5	1,0	1,0	0,4	1,5	1,5	1,3
15	0,3	0,3	0,3	0,2	0,5	0,5	0,5
21	0,2	0,2	0,2	0,2	0,5	0,5	0,5
Парні гармоніки							
2	2,0	1,5	1,0	0,5	2,0	2,0	1,9
4	1,0	0,7	0,5	0,3	1,0	1,0	1,0
6	0,5	0,3	0,3	0,2	0,5	0,5	0,5
8	0,5	0,3	0,3	0,2	0,5	0,5	0,5
10	0,5	0,3	0,3	0,2	0,5	0,5	0,5

Двадцять четвертою статтею договору на постачання електричної енергії передбачено, що енергопостачальник несе сувору відповідальність за відпуск електричної енергії. Якщо якість електроенергії, що постачається, не відповідає показникам якості, визначених у договорі, то енергопостачальник буде оштрафований на двадцять п'ять відсотків від вартості оплачуваної електроенергії. Споживач має право на отримання якісної електричної енергії, характеристики якої визначаються державними стандартами по закону.

Постанова Національної комісії регулювання електроенергетики України від 31.07.1996 № 28, зареєстрована в Міністерстві юстиції України 02.08.1996 за № 417/1442 зі змінами та доповненнями (скорочено ПКЕЕ), регулює ринкові відносини між постачальниками та споживачами електричної

енергії.

Зокрема, правила виначені у вищезазначеній постанові, поширюються на всі юридичні та фізичні особи, окрім постачання електроенергії населенню.

Отже, постачальник електричної енергії за регульованим тарифом зобов'язаний забезпечувати якісне постачання електричної енергії, що відповідає параметрам, визначеним державними стандартами ПКЕЕ, а також зазначеним у договорі на постачання електричної енергії.

Правила користування електричною енергією для населення, затверджені постановою Кабінету Міністрів України від 26.07.99 № 1357 зі змінами та доповненнями, створені для регулювання відносини між побутовими споживачами та енергопостачальниками.

Слід зауважити, згідно ПКЕЕН енергопостачальники також зобов'язані забезпечувати безперебійне постачання електричної енергії відповідно до ліцензії та договору на постачання електроенергії. Неухильно повідомляти побутовим споживачам у письмовій та усній формі про порушення процесу електропостачання або параметрів якості електроенергії. У разі нагальної потреби енергопостачальники мають вжити заходів щодо безперебійного відновлення електропостачання та доведення показників якості до нормативного.

Наголосимо, що відповідно до положень ПКЕЕН побутовий споживач може самостійно організувати проведення необхідних замірів параметрів якості електричної енергії, якщо енергопостачальник відмовляється провести такі заміри. Для цього споживач самостійно звертається до сертифікованої організації, яка має відповідні повноваження для замірів параметрів якості електроенергії. У цьому випадку, споживач оплачує всі витрати пов'язані з цими замірами.

Крім того, слід зазначити, що згідно з пунктом 5.1 ГОСТ 13109-97 оцінка відповідності якості електричної енергії вказаним нормам проводиться протягом розрахункового періоду, який становить 24 години.

Відзначимо, що ГОСТ 13109-97 регламентує найменший інтервал часу, необхідний для проведення вимірювань показників якості електричної енергії. Цей інтервал становить двадцять чотири години, тобто добу. Виключенням з правила буде замір тривалості провалу напруги, імпульсної напруги та коефіцієнта тимчасового перенапруги.

Ще одним завданням Державної інспекції з енергетичного нагляду (скорочено Держенергонагляд) є нагляд за режимами споживання електричної та теплової енергії. У даному випадку Держенергонагляд керується Положенням про державний енергетичний нагляд за режимами споживання електричної та теплової енергії, що затверджений постановою Кабінету Міністрів України від 07.08.96 № 929. Отже, зрозумілим є те, що функція нагляду за якістю електричної енергії належить Держенергонагляд [11].

Висновки за розділом

Провели якісний аналіз характеристик електричної енергії. З'ясувалося, що існують важливі (суттєві) та додаткові (не важливі) показники якості електроенергії, що постачається до споживачів. Виявили, що при передачі та при розподілі електроенергії можуть виникати спотворення енергії, що знижують якість напруги. Вивчили законодавчо-нормативну базу, що регулює питання постачання якісної електроенергії. Детально розглянули та порівняли два стандарти електричної енергії ГОСТ 13109-97 та ДСТУ EN 50160:2014, які наразі діють в Україні. Зрозуміли, що необхідно вжити додаткових заходів, щоб переконатися, що національна нормативна база України відповідає вимогам Європейського Союзу, для уникнення розбіжностей у визначенні показників якості електричної енергії.

РОЗДІЛ 2 ТЕХНОЛОГІЧНА ЧАСТИНА

2.1 Методи визначення параметрів якості електричної енергії

У результаті досліджень були виявлені основні типи спотворень якості електричної енергії. Серед таких: спотворення, що змінюється з часом, та стаціонарні або квазістаціонарні спотворення [12]. До спотворень першої групи включають коливання напруги, гармоніки та інтергармоніки. Перехідні процеси напруги, зниження або перевищення напруги, переривання напруги та інші високочастотні спотворення входять до другої групи спотворень.

Доведено, що показники якості електричної енергії можна визначити за допомогою різноманітних методів обробки інформаційних сигналів. Середньоквадратичний метод, в основі якого лежить апроксимація кривої вхідного сигналу спеціальною функцією, є одним із найбільш популярних методів сьогодення. Можна досягти достатньої апроксимації амплітуди основної частоти електричної мережі за допомогою вищезазначеного методу. Цей метод має безліч переваг, але маємо виділити основні, серед яких є простота та швидкість обчислень, та невеликий обсяг пам'яті для зберігання результатів обчислень [12].

Поряд з тим зазначимо, що фільтри Калмана активно використовуються для визначення показників якості електричної енергії. Фільтри Калмана використовують просторовий стан моделі сигналу для визначення фази, амплітуди та гармонік основної частоти, навіть, коли існує шум [14]. Як і будь-який метод, він також має недоліки. Основним недоліком є велика похибка при ідентифікації високочастотних та короткочасних спотворень енергії.

Розглянемо ще один пристрій, який використовується для аналізу параметрів якості електричної енергії. Таким пристроєм є швидке перетворення Фур'є (ШПФ), що найчастіше використовується для аналізу параметрів якості електричної енергії. Він перетворює сигнал із часового

простору на декілька частотних частинок [15]. Але алгоритм Фур'є також має безліч методичних помилок, що в результаті призводить до спотворення результатів аналізу та суттєвого зниження їх точності. Маємо два головних недоліка перетворення Фур'є: недостатня точність оцінки частоти окремої гармонічної частини та обмеженість частотної роздільності. У першому випадку досліджується роздільна здатність найближчих спектральних елементів. У другому випадку є необхідність точного визначення частоти відокремленої гармонічної частини.

Доведено, що є шанс підвищити точність розрахунків перетворення Фур'є за допомогою деяких додаткових математичних перетворень. Відбувається синхронізація частоти сигналу з частотою дискретизації для подальшого уникнення ефекту розсіювання [16]. Крім того, досліджуваний нами сигнал аналізується за допомогою доповнення нулями вихідної вибірки [17] разом з використанням часових та спектральних вікон [18]. Використання інтерполяційного алгоритму дає змогу ефективно використовувати віконні функції для суттєвого зменшення спектральних витоків [19, 20].

Тим не менш, вищенаведені методи у жодному разі не гарантують підвищення частотної роздільності. При зменшенні частотної роздільності є сенс використовувати часові або спектральні вікна для зниження ефекту розсіювання.

Відзначимо, що вищезазначені методи зазвичай використовують для виявлення простих або однотипних спотворень якості електроенергії. Електроенергетичні системи мають декілька видів спотворень сигналу протягом досліджуваного періоду часу. Безліч зарубіжних та вітчизняних науковців вивчають проблематику спотворень енергії. У 2004 та 2006 роках науковець Abdel-Galil продемонстрував ідентичність двох видів спотворень. У 2007 році Riberio запропонував метод поділу електричного сигналу на декілька частин, для подальшої класифікації спотворення в електричних мережах [13]. Проте метод Riberio виявився досить складним та важким для

його реалізації, адже не дає можливості класифікувати несиметрію, інтергармоніку та флікер. Ще один видатний дослідник Лі у 2007 році запропонував SVM для подальшого розпізнання складних спотворень. Це б дозволило ідентифікувати напругу та гармоніки одночасно. Проте таке розпізнання вимагало багато часу для обробки даних, які були попередньо зібрані для реалізації запропонованої моделі [14]. Поряд з тим, науковцем в області енергетики Нуварінен [15] був запропонований метод незалежного компонентного аналізу, так званий ICA. D. Ferreira [16] продовжив вивчати роботи Нуварінен та дійшов висновку, що є сенс удосконалити запропонований метод для виявлення кількох одночасних спотворень. Після практичного застосування методу D. Ferreira виявилось, що для моделювання експериментальних даних за допомогою цього методу вдалося виділити інформацію між джерелами спотворень, що не залежать один від одного.

В 2000 році широко почали розробляти вейвлет-аналіз для розпізнавання та класифікації спотворень ЯЕЕ. У роботах Yang (2000 р.), Elmitwally та Yang (2001 р.) [17] та Gaouda (1999 р.) основною метою є знищення шуму спотвореного сигналу, його визначення та локалізація. Наступні дослідження показали, що вектор ознак ідентифікації сильно залежить від шуму. У 2009 році Двіведі запропонував простий та комплексний спосіб побудови вектору ознак для розпізнавання спотворень сигналу за наявності шуму [18]. Запропонований підхід, який базувався на методі Колмогорова-Смирнова [14], не потребував складної роботи з видалення шуму за допомогою обробки кожного вейвлет-коефіцієнта.

У результаті збору та аналізу наведених джерел можливо описати основні існуючі методи розпізнання спотворень ЯЕЕ:

– штучні нейронні мережі (скриті марківські моделі). Досліджувались ученими Perunicic в 1998 році, Santoso в 2000 році, Gaouda в 2002 році, Gaing в 2004 році, Mishra в 2008 році, Zwe-Lee Ching в 2004 – 2012 роках [19];

– на базі експертних систем – Santoso в 2000 році, Styvaktakis в 2001, 2002 році, Chung в 2002–2009 роках, Reaz в 2007–2011 роках та адаптивної нечіткої системи – Ibrahim в 2001 році [20];

– системи з нечіткою логікою – Dash (2000 р.), Tharak(2003 р.), Zau в 2004 році, Chilukuri в 2004–2008 роках, Ortiz в 2006–2009 роках, Bizjak в 2006–2010 роках [11];

– SVM – методологія навчання за прецедентами (Bishop, Moulin, Lin, Axelberg, Roberts [12];

– комбіновані методи – штучні нейронні мережі та SVM [13];

– вейвлети, моделі Маркова [14], Фур’є-аналіз та експертні системи із нечіткою логікою [15].

Аналіз використання цих методів показав, що існують важливі проблеми з класифікацією спотворень електричної енергії, які поки що не вирішені. До таких проблем належать:

– основна мета методів класифікації полягає в тому, щоб відрізнити різні типи спотворень, не досліджуючи причин, чому вони з’являються, тоді як однакові типи спотворень можуть з’являтися з різними причинами;

– більшість методів розглядають спотворення короточасних, високочастотних або перехідних процесів окремо, що не дозволяє використовувати уніфіковані методи та визначення;

– є лише кілька способів класифікації, які можуть бути використані для визначення тривалості та часу появи спотворення;

– вибір базису розкладання сигналу значною мірою впливає на його локалізацію та компактність у годинно-частотному просторі, що призводить до похибок класифікації;

– у той час як кількість і місцезнаходження джерел спотворення ЯЕЕ у системах електропередачі відомі приблизно, рівень спотворень, які вони створюють, практично невідомий;

– умова для нормування деяких показників якості електричної енергії (ПЯЕ) полягає в тому, що зараз існує лише один тип спотворень якості електричної енергії. Таким чином, одночасна дія різних видів спотворень не враховується;

– наразі немає постійного контролю за параметрами ЯЕЕ.

Спираючись на низку наукових публікацій, на даний момент неможливо відстежувати наявність спотворень ЯЕЕ у реальному часі. Це пов'язано з тим, що процес збору та обробки статистичних даних, необхідних для їх визначення, займає багато часу. Це означає, що кожен тип спотворення вимагає певного алгоритму та математичного апарату.

Таким чином, розробка методу виявлення наявності спотворення в реальному часі, незалежно від його класу, дозволить визначити спотворення струму та напруги, а також окремі види спотворення, які одночасно присутні в електричній мережі.

2.2 Розробка способу виявлення та ідентифікації спотворень якості електроенергії

2.2.1 Перетворення Лапласа дискретизованого сигналу

Тимчасові функції в неперервних (дискретизованих) лінійних системах із зосередженими параметрами представляють суму експоненційних складових:

$$f(t) = a_1 e^{s_1 t} + a_2 e^{s_2 t} + \dots = \sum_{k=1}^{k=m} a_k e^{s_k t}; \quad (2.1)$$

$$t > 0;$$

$$f(t) = 0;$$

$$t < 0;$$

де: s_k – полю перетвореного в комплексну площину; сигналу, які можуть бути або дійсними, або являти собою комплексно-зв'язані пари, а $e^{s_k t}$ – звичайна форма цих складових.

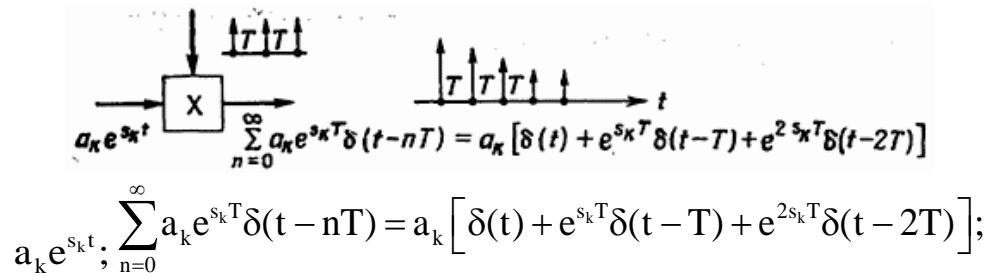


Рисунок 2.1 – Імпульсна дискретизація одиночного Експоненціального сигналу

Розглянемо імпульсну дискретизацію однієї складової $f_k(t) = a e^{s t}$.

Дискретизований сигнал буде описуватися виразом (рис.2.1):

$$f_k(t) = \sum_{n=0}^{\infty} a_k e^{s_k t} \delta(t - nT) = a_k \left[\delta(t) + e^{s_k T} \delta(t - T) + e^{2s_k T} \delta(t - 2T) \right]; \quad (2.2)$$

яке являє собою суму затриманих (запізнілих) імпульсів з комплексними коефіцієнтами $a e^{s T}$, $a e^{2s T}$,

Оскільки перетворення Лапласа запізненого імпульсу виражається як:

$$\chi \delta(t - nt) = e^{-snT}; \quad (2.3)$$

то перетворення дискретизованої експоненти можна записати у вигляді:

$$\chi f_k(t) = F_k(s) = a_k \left[1 + e^{s_k T} e^{-sT} + e^{2s_k T} e^{-2sT} \dots \right]; \quad (2.4)$$

Або як:

$$F_k(s) = \frac{a_k}{(1 - e^{s_k T} e^{-sT})} = \frac{a_k}{1 - e^{(s_k - s)T}}; \quad (2.5)$$

При $|e^{(s_k - s)T}| < 1$ Отриманий результат можна порівняти з перетворенням відповідного аналогового сигналу:

$$\chi a_k e^{s_k t} = \frac{a_k}{(s - s_k)}; \quad (2.6)$$

2.2.2 Перетворення Котельнікова

Передача безперервних (аналогових) сигналів по лінії зв'язку передбачає передачу нескінченної кількості їх миттєвих значень протягом кінцевого проміжку часу. Фінітний безперервний сигнал, який має обмежений час, має нескінченний спектр. Тим не менш, у реальному житті різні радіотехнічні пристрої, такі як підсилювачі та фільтри, мають обмежену смугу пропускання. Це призводить до того, що спектр сигналу обмежений деякою граничною частотою f_B (або ω_B), яка залежить від властивостей одержувача повідомлень. Наприклад, для систем передачі мовних сигналів стандартом є обмеження спектра сигналу в межах 0,3–3,4 кГц, тоді як для систем телебачення це обмеження становить 0–6 мГц. Як вирішити розбіжність між обмеженням спектру сигналу та його кінцевим часом існування? Академік В.А. Котельников розробив та довів теорему, відому як теорема Котельнікова або теорема відліків, яка дає відповідь на вищезазначене питання.

Теорема Котельнікова формується наступним чином. Сукупність миттєвих значень (відліків) $s(t_k)$ у моменти часу $t_k = k\Delta t$, віддалених один від одного на інтервал часу, повністю визначає неперервний сигнал $s(t)$, обмежений спектром частоти f_B (або ω_B):

$$\Delta t = \frac{1}{2f_B} = \frac{\pi}{\omega_B}; \quad (2.7)$$

З математичної точки зору теорема Котельнікова визначається формулою:

$$s(t) = \sum_{k=-x}^x S(k\Delta t) \frac{\sin 2\pi(t - k\Delta t)}{2\pi f_B(t - k\Delta t)} = \sum_{k=-x}^x S(k\Delta t) \frac{\sin \omega_B(t - k\Delta t)}{\omega_B(t - k\Delta t)}; \quad (2.8)$$

або:

$$s(t) = \sum_{k=-x}^x s(k\Delta t) \cdot \operatorname{sinc} 2\pi f_B(t - k\Delta t) = \sum_{k=-x}^x s(k\Delta t) \cdot \operatorname{sinc} \omega_B(t - k\Delta t); \quad (2.9)$$

яке являє собою розкладання сигналу $s(t)$ в особливого роду ряд по системі базисних функцій:

$$\{\eta_k(t)\} = \left\{ \frac{\sin 2\pi f_B(t - k\Delta t)}{2\pi f_B(t - k\Delta t)} \right\}; \quad (2.10)$$

є ортогональними на інтервалі часу $(-\infty; \infty)$;

2.2.3 Перетворення Фур'є.

Розглянемо, як безперервний сигнал $S(t)$ множиться на гратчасту функцію, що дає дискретний сигнал $S_d(t)$:

$$s_d(t) = s(t) \sum_{n=0}^{N-1} \delta(t - n \cdot \Delta t) = \sum_{n=0}^{N-1} s(t) \delta(t - n \cdot \Delta t); \quad (2.11)$$

де: $\delta(t)$ – дельта- функції:

$$\delta(t) = \begin{cases} \infty & \text{якщо } t = 0 \\ 0 & \text{якщо } t \neq 0 \end{cases}; \quad (2.12)$$

Δt – інтервал дискретизації. На рисунку 2.2 показано процес дискретизації.

Обчислимо перетворення Фур'є дискретного сигналу $S_d(t)$:

$$s_d(\omega) = \int_{-\infty}^{\infty} s_d(t) \exp(-j\omega t) dt = \int_{-\infty}^{\infty} \sum_{n=0}^{N-1} s(t) \delta(t - n \cdot \Delta t) \exp(t - j\omega t) dt; \quad (2.13)$$

Використаємо фільтруючу властивість дельта-функції, а також змінимо місця операцій підсумовування та інтеграції:

$$\int_{-\infty}^{\infty} s(t) \delta(t - T) dt = s(T); \quad (2.14)$$

Тоді вираз (2.13) з урахуванням (2.14) набуває вигляду:

$$s_d(\omega) = \sum_{n=0}^{N-1} \int_{-\infty}^{\infty} s(t) \delta(t - n \cdot \Delta t) \exp(-j\omega t) dt = \sum_{n=0}^{N-1} s(n \cdot \Delta t) \exp(-j\omega \cdot n \cdot \Delta t); \quad (2.15)$$

Таким чином, були замінені нескінченні межі кінцевим підсумовуванням комплексних експонентів.

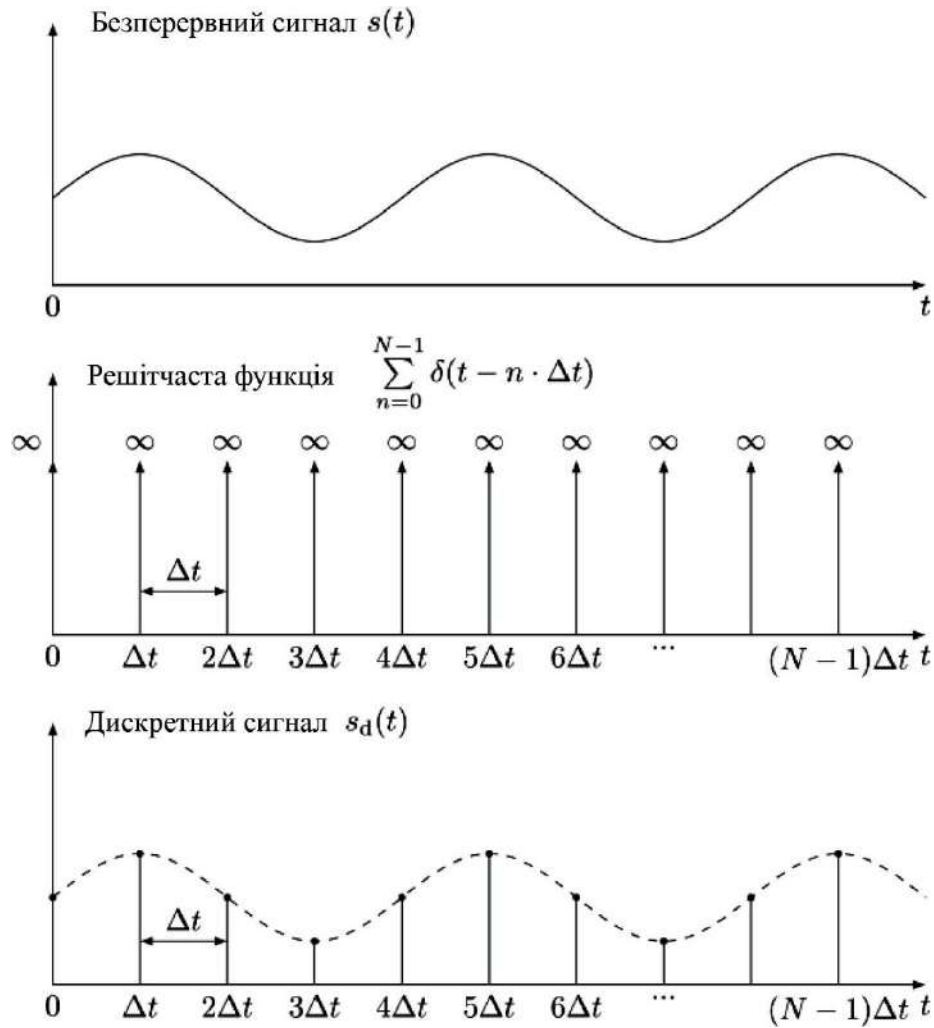


Рисунок 2.2 – Процес дискретизації сигналу

Комплексні експоненти функціями з періодом:

$$\Omega(n) = \frac{2\pi}{n \cdot \Delta t} = 2\pi \cdot n \cdot F_s; \quad (2.16)$$

$$n = 1 \dots N-1; \quad (2.17)$$

$\exp(-j \cdot \omega \cdot n \cdot \Delta t)$ у виразі є періодичними.

де: $F_s = 1/\Delta t$ – частота дискретизації сигналу (Гц).

Необхідно відзначити, що $n=0$ виключено, так як при $n=0$ комплексна експонента дорівнює одиниці. Максимальний період повторення спектра $S_d(\omega)$ буде при $n=1$, в цьому випадку він дорівнює:

$$\theta_{\max} = \theta(1) = \frac{2V}{\Delta t} = 2V - F; \quad \square (2.18)$$

Таким чином, спектр дискретного сигналу $S_d(\omega)$, $S_d(t)$, є періодичною функцією циклічної частоти ω , яка дорівнює $2\pi F_s$.

Вираз дискретно-часового перетворення Фур'є (ДЧПФ) отримується, якщо ми введемо нормування частоти дискретизації $F_s=1$ Гц:

$$S(\omega_H) = \sum_{n=0}^{N-1} s(n) \exp(-j\omega_H n); \quad (2.19)$$

При частоті дискретизації $F_s=1$ Гц ДЧПФ використовує тільки індекси відліків вхідного сигналу $S(n)$. Як наслідок ДЧПФ, ми отримаємо 2π періодичну функцію $S_d(\omega_n)$, нормовану циклічну частоту, $\omega = \omega/F_s$.

Спектр дискретного сигналу є періодичним, тому можна розглядати лише один період повторення спектра $S_d(\omega)$ при $\omega=[0,2\pi F_s]$ рад/с або $S_d(f)$ при $f=[0,F_s]$ Гц [56].

2.2.4 Вейвлет-перетворення

В останні десять років у світі з'явився та розвинувся новий науковий напрям, відомий як вейвлет-перетворення. «Wavelet» — це назва невеликих хвиль, які прямують одна за одною. Вейвлет-перетворення зараз широко використовуються для виявлення та оцінки нестабільних сигналів, особливо для вирішення проблем стиснення та відновлення сигналів [15].

Особливий тип лінійного перетворення інформаційних сигналів називається вейвлетним аналізом. Він відображає фізичні дані про процеси та фізичні властивості природних середовищ та об'єктів. Вейвлет-перетворення відрізняються від перетворень Фур'є, Котельникова та Лапласа тим, що гармонійні (синусоїдальні) функції локалізовані по частоті, тоді як функції Дірака локалізовані за часом. Вони використовуються для аналізу та обробки сигналів і функцій, які нестаціонарні в часі або неоднорідні в просторі. Результати аналізу повинні містити інформацію про загальну частотну характеристику сигналу (розподіл енергії по частотним складовим), а також

про певні характеристики груп частотних складових або швидкі зміни частотних складових сигналу.

Вейвлет-перетворення можуть відображати (виявляти) локальні особливості сигналів з набагато більшою точністю, ніж перетворення Фур'є, не кажучи вже про стрибки першого роду.

Як було зазначено раніше, моніторинг параметрів ЯЕЕ у реальному часі наразі неможливий. Це пов'язано з тим, що визначення цих параметрів вимагає часу для збору даних та статистичної обробки. Крім того, зазвичай кожен параметр ЯЕЕ вимагає окремого алгоритму та математичного апарату. На даний момент не існує універсального параметру, який можна використовувати для визначення наявності довільного типу спотворень. Таким чином, розробка способу точно визначити погіршення ЯЕЕ у реальному часі є важливою з науково-практичної точки зору.

Результати багатьох досліджень показують, що частотно-часові атоми з різними часовими носіями необхідні для аналізу структур сигналів різної тривалості. Вейвлет-функція $\psi_{u,s}(t)$ використовується в ортогональних перетвореннях як сімейство частотно-часових атомів, оскільки вона масштабується на s та змінюється на u :

$$\psi_{u,s}(t) = \frac{1}{\sqrt{s}} \psi\left(\frac{t-u}{s}\right); \quad (2.20)$$

При цьому, ортогональне перетворення $\psi \in L^2(\mathbb{R})$ від часу u і масштабу s є наступним:

$$Wf(u,s) = \langle f, \psi_{u,s} \rangle = \int_{-\infty}^{+\infty} f(t) \frac{1}{\sqrt{s}} \psi\left(\frac{t-u}{s}\right) dt; \quad (2.21)$$

де: $f, \psi_{u,s}$ – скалярний добуток.

За допомогою процедури наближення та віддалення об'єктів, вейвлет-перетворення може зосередитися на локальних структурах сигналу, поступово зменшуючи або збільшуючи масштабний параметр. Характеристики та негладкі структури сигналу часто містять основну інформацію про його

властивості. В роботі досліджувалися характеристики та перепади сигналу шляхом аналізу локальних максимумів вейвлет-перетворення в малих масштабах, оскільки локальна гладкість сигналу характеризується зменшенням амплітуди вейвлет-перетворення та зменшенням масштабу. Це дозволило визначити місця «аномалій» у сигналі.

Як відомо, для опису структури з особливостями (зміна параметрів сигналу в електричній мережі) необхідно надати точне кількісне відображення гладкості сигналу $f(t)$. Для цього застосуємо показники Ліпшиця, які дозволяють виміряти рівномірну гладкість як на часових інтервалах, так і в довільній точці v . Коли $f(t)$ має особливість при $t = v$, що вказує на те, що функція недиференційована в даній точці, показник Ліпшиця показує сингулярну поведінку функції при $t = v$.

Як було зазначено раніше, рівномірною і точною гладкістю Ліпшиця сигналу пов'язана зі зменшенням амплітуди вейвлет-перетворення в залежності від масштабу. При масштабі, який прямує до нуля, вимірювання цього асимптотичного убуння еквівалентне наближенню структур сигналу. Припускаємо, що вейвлет належить до C_n (n – разів безперервно диференційованої функції) з швидко спадаючими похідними та знаходиться в мас p нульових моментів. Це означає, що існує константа C_m для довільних $0 < k < n$ і $m \in \mathbb{N}$ (\mathbb{N} — множина додатних значень чисел, включаючи нуль), тобто:

$$\forall t \in \mathbb{R} \left| \psi^{(k)}(t) \right| \leq \frac{C_m}{1 + |t|^m}; \quad (2.22)$$

Наступна теорема зв'язує рівномірну гладкість Ліпшиця $f(t)$ на інтервалі з амплітудою її вейвлет-перетворення в невеликому масштабі.[2,21] Існує, якщо $f \in L^2(\mathbb{R})$ задовольняє умови Ліпшиця α , $\alpha \leq p$, на $[a, b]$. $A > 0$ означає, що:

$$\forall (u, s) \in [d, b] \times \mathbb{R}^+ \left| w f(u, s) \right| \leq A s^{\alpha+1/2}; \quad (2.23)$$

У випадку, якщо s прямує до нуля, нерівність є умовою асимптотичного спадання $W_f(u, s)$. На рисунку 2.4 показано приклад вейвлет-аналізу

досліджуваного сигналу із наявністю розривів першого роду, щоб перевірити це ствердження.

Функція $W_f(u,s)$ характеризує дрібномасштабні зміни довкілля u при зменшенні масштабу, як показано на рисунку 2.4. Чорні, сірі та білі точки показують додатні, нульові та від'ємні вейвлет-коефіцієнти відповідно [12].

Не можна виміряти зменшення амплітуди вейвлет-перетворення безпосередньо у масштабно-часовій площині (u,s) , а його максимальне значення контролює. Для опису довільної точки (u_0, s_0) , такої, що $|W_f(u, s_0)|$ має локальний максимум в точці $u = u_0$, буде використаний термін «максимум модуля».

Вейвлет-перетворення використовується в електроенергетиці, оскільки інформаційні потоки представлені дискретними часовими рядами.

Неперервна функція $f(t)$, яка рівномірно обертається з кроком $N-1$ на відрізьку $[0,1]$, може бути обчислена в дискретному представленні з масштабом $N-1$ s. Розглядається дискретний сигнал $f[n]$, тривалість якого становить N . Він здатний обчислити своє дискретне вейвлет-перетворення для масштабів $s=a^j$, де $a=2^{1/v}$ та v забезпечує проміжні масштаби в кожному напівінтервалі $[2^j, 2^{j+1}]$.

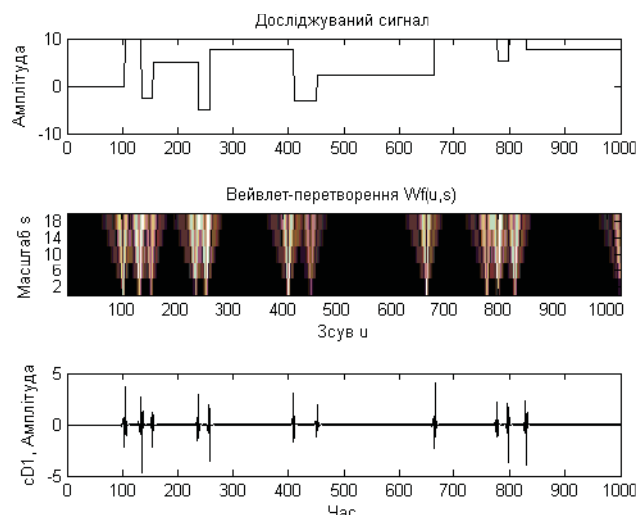


Рисунок 2.4 – Вейвлет-перетворення $W_f(u,s)$ обчислене для сигналу $f(t)$, зсув u та масштаб s змінюються відповідно вздовж горизонтальної та вертикальної вісей

Нехай $\psi(t)$ – вейвлет, носій якого міститься на відрізку в $[-K/2, K/2]$.

При $2 \leq a^j \leq NK^{-1}$ дискретний вейвлет, масштабований на a^j , визначається як:

$$\psi_1[n] = \frac{1}{\sqrt{a^j}} \psi\left(\frac{n}{a^j}\right); \quad (2.24)$$

Даний дискретний вейвлет має Ka^j ненульових значень на відрізку $[-N/2, N/2]$.

Масштаб a_j повинен перевищувати 2. В іншому випадку крок вибірки може бути більше носія вейвлета. Отже, для обчислення найменшого масштабу вейвлет-перетворення потрібно розділити окремі дані. Як було показано раніше, дискретне перетворення вейвлетів можна обчислити з масштабом $2j > s > \mu N - 1$, де μ може бути достатньо великим, щоб усунути вплив неправильної вибірки на вейвлети найменшого масштабу. Отже, щоб запобігти впливу інших особливостей на $W_f(u, s)$, найбільший масштаб 2^j повинен бути меншим, ніж відстань між двома послідовними особливостями у часі.

Значення $W(f, 2^j)$ отримується при кожному масштабі 2^j , де значення $w_f(u, 2^j)$ є локальним максимумом.

Таким чином, кожне $W_f[u, 2^j]$ також зрушене на τ , як і їхні максимуми, коли значення функції $f(t)$ зрушене на τ .

2.2.5 Спосіб визначення наявності спотворень ЯЕЕ

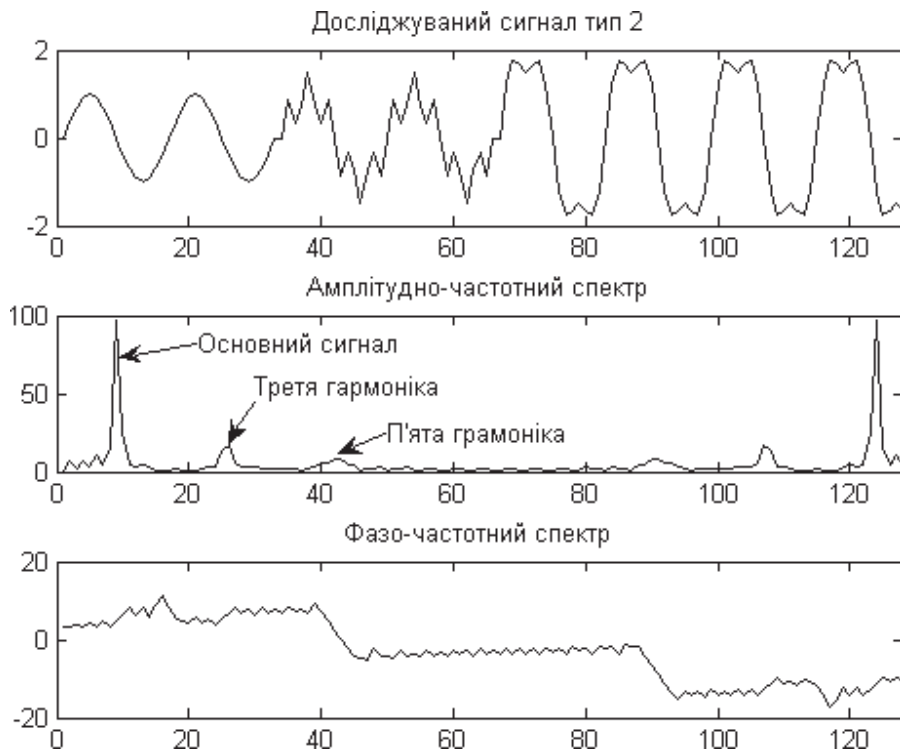
Зважаючи на вищезазначене, швидке перетворення Фур'є (ШПФ) є найбільш поширеним методом аналізу частотних рядів. Цей підхід дозволяє знайти гармонічний склад часового ряду, тобто наявність гармонік, але без прив'язки їх до часової мітки (коли вони з'явилися/зникли).

Отже, розглянемо детально це визначення на прикладі використання ортогонального перетворення.

У якості прикладу ми використаємо частотний ряд із основною частотою (50 Гц), третьою (150 Гц) та п'ятою гармонікою (250 Гц). Дослідимо це за допомогою вейвлет-аналізу (ВА) та спектрального аналізу (ШПФ). Рисунок 2.5 показує результати а-ШПФ та б-ВА.

Результати дослідження продемонстрували наступне. Тільки наявність основної, третьої та п'ятої гармонік у сигналі можна підтвердити ШПФ. Наступне показано в результатах ВА. Наявність спотворення форми сигналу вказує на значення вейвлет коефіцієнтів $cD1$ – першого рівня декомпозиції сигналу $W_f(u,2)$. Результати розкладання п'ятого рівня (200–400 Гц) та шостого рівня (100–200 Гц) демонструють наявність третьої (150 Гц) і п'ятої гармоніки, а також їх появу та зникнення.

Аналіз результатів дослідження показав, що можна створити інформаційну модель для виявлення наявності спотворень якості електричної енергії. Ця модель складається з порівневого частотного обчислення локальних максимумів вейвлет-перетворення ($|W_f(u,2j)|$). Рисунок 2.6 показує алгоритм, який використовується для обробки цих даних.



а)

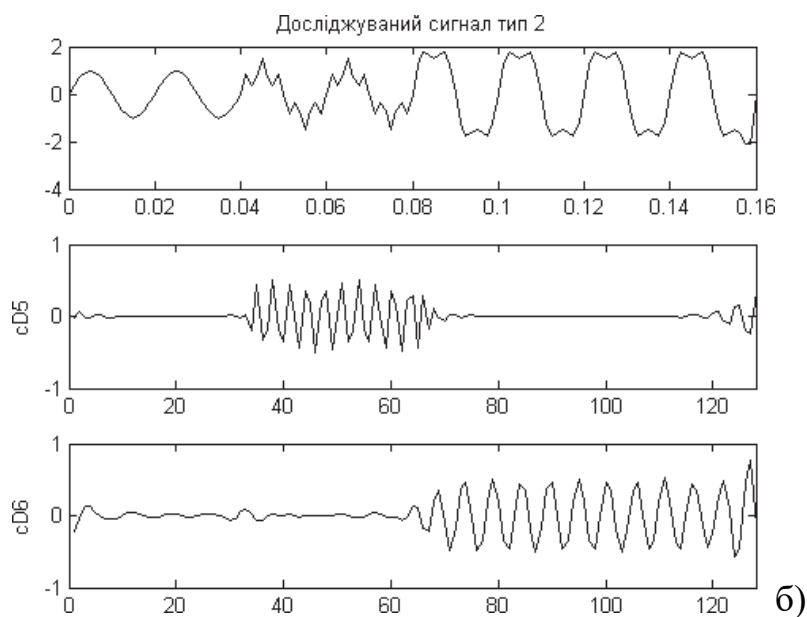


Рисунок 2.5 – Результати проведення

а – швидке перетворення Фур'є та б –вейвлет-аналіз



Рисунок 2.6 – Структуру порівневого, частотного обчислення локальних максимумів вейвлет-перетворення ($|W_f(u, 2^j)|$)

p_0 – низькочастотний фільтр, p_1 – високочастотний фільтр,
 $f(t)$ – досліджуваний сигнал, $cD1$ – деталізуючий коефіцієнт,
 $cA1$ – апроксимуючий вейвлет-коефіцієнт

2.3 Аналіз засобів вимірювання показників якості електричної енергії

На світовому ринку є багато компаній, які випускають інструменти для

вимірювання параметрів електроенергії, які можна класифікувати як показники якості електроенергії. Сюди входять вимірювальні системи, реєстратори, спектроаналізатори та спеціалізовані мультиметри [2].

Деякі прилади можуть бути незручними та функціонально складними. Через те, що кожен прилад контролю ПЯЕ має свої конструктивні або програмні недоліки, дуже важко знайти ідеальний прилад, який задовольнив би всі потреби.

Основною метою інструментального контролю якості електроенергії (ПЯЕ) є вимірювання показників у відповідності до діючого державного стандарту ГОСТ 13109-97. Використання інструментів вимірювання дозволяє вирішити важливі завдання. Однак, сучасна енергетика має тенденцію розвиватися, що викликає нові вимоги до точності виміру та обробки показників якості електроенергії, постійна модернізація апаратної та програмної частини приладів контролю показників якості електроенергії значно збільшує їх функціональність, що розширює можливості їх використання в електричних мережах [2].

Поговоримо про найпоширеніші пристрої контролю ПЯЕ:

1) Реєстратор показників якості електричної енергії «Парма РК3.02» (рис.2.7).



Рисунок 2.7 – Зовнішній вигляд реєстратора ПЯЕ «Парма РК3.02» [3]

Цей реєстратор призначений для вимірювання та реєстрації ПЯЕ в електричних мережах систем електропостачання загального призначення змінного трифазного або чотирьох та чотирьох-провідних струму з номінальною частотою 50 Гц [3].

2) Мікропроцесорний реєстратор-аналізатор якості електричної енергії в 1- фазних та 3-фазних електричних мережах АКЕ-824 (рис.2.8).



Рисунок 2.8 – Зовнішній вигляд реєстратора ПЯЕ АКЕ-824 [4]

Цей аналізатор може виконувати вимірювання в однофазних та трьох-фазних мережах. Він може вимірювати параметри змінної напруги, струму, частоти, потужності та коефіцієнтів потужності. Крім того, апарат може вимірювати короткочасні імпульси напруги. Однак внутрішня пам'ять пристрою становить лише 15Мб, але є можливість розширити картою пам'яті на 512Мб [4].

3) Fluke 1732 і 1734 реєстратори якості електроенергії для трифазної мережі (рис.2.9).



Рисунок 2.9 – Зовнішній вигляд реєстратора Fluke 1732 [5]

Цей аналізатор, як і його попередники, має можливість вимірювати параметри в трьох фазах. Він може зберігати більше двадцяти сеансів. Він має досить зручний інтерфейс та дисплей. Налаштовується для конкретного місця. Крім того, він може аналізувати звіти, пов'язані з певними характеристиками, за допомогою власного програмного забезпечення [5].

4) Аналізатор якості електроенергії НІОКІ 3196 (рис.2.10).



Рисунок 2.10 – Зовнішній вигляд реєстратора НІОКІ 3196 [6]

НІОКІ 3196 є аналізатором якості електроенергії, осцилографом, мультиметром та реєстратором одночасно. Параметри вимірюються та результати зберігаються одночасно. Пам'ять пристрою залежить від карти пам'яті на 256 або 512 Мб [6].

В джерелі [7] автори використовували аналізатор якості електроенергії РМ175 SATEC для вимірювання основних показників якості електроенергії, а також гармонічних складових струму та напруги. Налаштування пристрою полягали в тому, щоб він записував значення гармонічних складових струмів і напруги на кожній фазі з інтервалом три секунди. Коефіцієнти спотворень синусоїдальних кривих струму та напруги були виміряні з інтервалом у одну хвилину. Усі вимірювання проводилися згідно з чинним стандартом ГОСТ 13109-97.

У джерелі [8] для вимірювання ПЯЕ була обрана підземна шахта для видобутку порід з алмазами. У цьому проекті було використано вимірювальну

техніку для програмного забезпечення «Ресурс». Він включає вимірювальні трансформатори струму та напруги, пристрої для моніторингу якості електроенергії та програмне забезпечення.

Усі отримані дані вимірювалися з інтервалом у одну секунду. У процесі обробки та аналізу результатів програмного забезпечення «Ресурс» ЦБ2Р1ш було створено усереднені добові графіки з хвилинним інтервалом вимірювання.

Основні технічні характеристики та можливості приладів РКК-57 та МЕТ-5080 були розглянуті авторами в джерелі [9]. У однофазних мережах використовувався прилад МЕТ-5080, а в трифазних – прилад РКК-57. З їх допомогою записували всі середньоквадратичні значення напруги кожні десять мікросекунд, щоб переконатися, що вони знаходяться поза межами максимального та мінімального відхилення від рівня номінальної напруги.

Автори провели аналіз аналізатора якості електроенергії «Віном3» у матеріалах досліджень [10]. Враховувалися його основні технічні характеристики, а також його застосування. Для комерційного обліку пристрій надає повну та повну інформацію про якість електричної енергії, дозволяє записувати та реєструвати процеси та обробляти статистичні дані. Вбудований автономний сервер зберігає результати статистичної обробки та вимірювання показників якості електроенергії.

У джерелі [11] автори використовували мікроконтролери MSP430 для вимірювання показників якості електроенергії. Автори намагалися продемонструвати, що використання дорогого обладнання для контролю якості електроенергії не завжди є правильним. Однак є апаратні обмеження для використання такого обладнання.

Аналізатори параметрів якості електричної енергії типу PQM-702(T), PQM-703, PQM-710 та PQM-711 (рис. 2.7) є високотехнологічними продуктами, які дозволяють проводити повні вимірювання, аналіз і реєстрацію параметрів мережі 50/60 Гц, а також якості електричної енергії відповідно до

чинних ДСТУ 61000-4-30: 2010 «Електрична енергія. Сумісність технічних засобів електромагнітна. Норми якості електричної енергії у системах електропостачання загального призначення».

Аналізатори мають п'ять вимірювальних входів по напрузі, які позначені L_1 , L_2 , L_3 , N і PE на проводах роз'єму типу «банан». Ця напруга (пікова напруга) не повинна перевищувати $\pm 1500\text{В}$. Використовуючи трансформатори напруги, це значення можна збільшити.

Для вимірювання струму використовуються чотири струмових входи, кожен із яких має короткі вимірювальні проводи, які закінчуються роз'ємами для підключення струмо-вимірювальних кліщів. Гнучкі кліщі F-1, F-2, F-3 мають номінальний діапазон до 3000 А, відрізняючись лише діаметром обхвату. Жорсткі кліщі C-4 мають діапазон до 1000 А змінного струму, C-5 має діапазон до 1000 А змінного та постійного струму, C-6 має діапазон до 10 А змінного струму, а C-7 має діапазон до 100 А змінного струму.

За допомогою додаткових трансформаторів струму можна змінити номінальний діапазон, як і при вимірюванні напруги; наприклад, трансформатор струму з коефіцієнтом 100/1 з кліщами C-6 може вимірювати струми до 1000 А. Пристрій має вбудовану картку пам'яті ємністю 8 ГБ. Аналізатор оснащений вбудованим зчитувачем, який може читати дані зі швидкістю порядку кількох Мбіт/с, щоб забезпечити можливість швидкого зчитування записаних даних. Наявні канали зв'язку включають USB, радіозв'язок з використанням приймача OR-1 (для аналізаторів типу PQM-702(T) та PQM-703), радіозв'язок Wi-Fi (для аналізаторів типу PQM-710 та PQM-711) та GSM.

У пристрій вбудована антена та модем GSM, який підтримує стандарт UMTS. Це дозволяє аналізатору отримати доступ у будь-якому місці, де є покриття GSM. На лівому боці корпусу знаходиться вільне місце для SIM-карти, яка потрібна для передачі даних.

Аналізатори відповідають вимогам ДСТУ EN 61000-4-30:2009

«Електромагнітна сумісність (ЕМС). Частина 4-30. Методики випробування та вимірювання. Вимірювання показників якості електричної енергії» завдяки вбудованому GPS-приймачу та антені, які не потребують додаткових аксесуарів. Сумісність електромагнітних технічних засобів. методологія вимірювання параметрів якості електроенергії класу А Приймач GPS синхронізує всесвітній координований час UTC та дозволяє вимірювати час з точністю до кількох десятків наносекунд.

Таблиця 2.1 – Аналіз приладів серії PQM

	PQM-702	PQM-702T	PQM-703	PQM-710	PQM-711
Модуль транзистів			x		x
Радіомодуль 433 МГц (разом із приймачем OR-1)	x	x	x		
Модуль Wi-Fi				x	x
Спеціальний планшет в комплекті				x	x
Функція вимірювання температури		x			



Рисунок 2.11 – Аналізатор якості електричної енергії PQM-703

Аналізатор можна безпосередньо підключити до таких типів мережі:

- однофазна (рис.2.12);
- з розщепленою фазою (двофазна) (з розділеною обмоткою трансформатора, англ. split phase) (рис.2.13);
- трифазна («зірка» з нейтраллю) (рис.2.14);

- трифазна («зірка» з ізольованою нейтраллю) (рис.2.15);
- трифазна («трикутник») (рис.2.16).

У мережах середньої напруги можна проводити вимірювання за допомогою вимірювальних трансформаторів, як показано на рисунку 2.20, які включають схеми «зірки» та «трикутника».

Метод Арона можна використовувати для вимірювання лінійних струмів I_{L1} і I_{L3} у трьох-провідних системах. Для визначення струму I_{L2} використовується залежність:

$$I_{L2} = -I_{L1} - I_{L3}; \quad (2.25)$$

Цю стратегію можна використовувати для систем без нейтрального провідника, таких як «трикутник» та «зірка».

У мережах з нейтральним дротом можна додати додаткові кліщі до входу I_N , щоб виміряти струм у дроті. Після включення опції «Вимірювання струму в нейтралі» до конфігурації точки вимірювання цей вимір виконується.

Обчислення струму в нейтральному дроті за допомогою аналітичного методу є альтернативним методом вимірювання струму I_N за допомогою кліщів. Таку можливість надає аналізатор після вибору опції «Розрахунок струму в нейтралі». Розрахунок струму нейтралі можна зробити за допомогою формул:

$$I_N = -I_{N1}; \text{ в 1-фазній мережі}; \quad (2.26)$$

$$I_N = -I_{L1} - I_{L2}; \text{ у 2-х фазній мережі}; \quad (2.27)$$

$$I_N = -I_{L1} - I_{L2} - I_{L3}; \text{ у 3-х фазній мережі типу «зірка»} \\ \text{з нейтраллю N.} \quad (2.28)$$

Зазначені залежності дійсні, коли в захисному дроті РЕ немає струму. При нормальних обставинах цей струм дійсно незначний. Однак слід пам'ятати, що в аварійних ситуаціях (наприклад, при короткому замиканні ланцюга до моменту спрацьовування захисту) струм у дроті РЕ може бути надзвичайно великим, що призводить до того, що розраховане значення

струму I_N буде відрізнятися від реального.

У мережах, у яких є дроти РЕ та N (заземлювальні та нейтральні), можна також вимірювати напругу N-РЕ. Для цього провідник РЕ потрібно підключити до входу напруги РЕ аналізатора. Також необхідно вибрати опцію «Напруга N-РЕ» у налаштуваннях точки виміру.

Немає різниці між гнучким та звичайним фазуванням кліщів. Кліщі слід встановити таким чином, щоб стрілка на них збігалася з напрямком струму. Вимірювання активної потужності – більшість типів пасивних приймачів мають позитивний знак, що дозволяє перевірити правильність установки кліщів. Пере-підключення струмових кліщів і використання програмного забезпечення «SONEL ANALYSIS» можна використовувати для зміни полярності.

Коли перехідні характеристики необхідно виміряти, слід пам'ятати, що аналізатор вимірює їх щодо дроту РЕ. Отже, у таких ситуаціях вхід РЕ аналізатора завжди повинен бути підключений до місцевого заземлення. Це зауваження поширюється на всі види схем. Ми не можемо виміряти РЕ, коли дріт РЕ відключений. Для виявлення перехідних характеристик у трифазних системах із ізольованою нейтраллю вхід L_3 потрібно підключити до досліджуваної мережі.

Нижченаведені рисунки схематично показують різні способи підключення аналізатора до досліджуваної мережі відповідно до його типу.

На рисунках є символи, які вказують на додаткові з'єднання: якщо потрібно виміряти напругу U_{N-PE} , то необхідно виконати з'єднання на схемі, позначеній цим знаком (підключити вхід РЕ до захисного проводу); якщо потрібно виміряти струм I_N , то необхідно виконати з'єднання на схемі, позначеній цим знаком (підключити кліщі в каналі I_N); для вимірювання перехідних характеристик на схемі, позначеній цим значком, необхідно з'єднати вхід РЕ до місцевого заземлення або захисного проводу, а також вхід напруги L_3 , залежно від типу схеми.



Рисунок 2.12 – Схема підключення – однофазна мережа

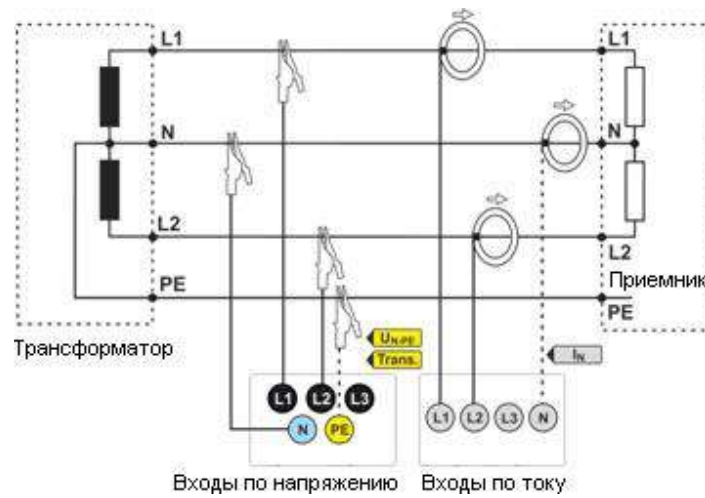


Рисунок 2.13 – Схема підключення – мережа з розщепленою фазою (двофазна)

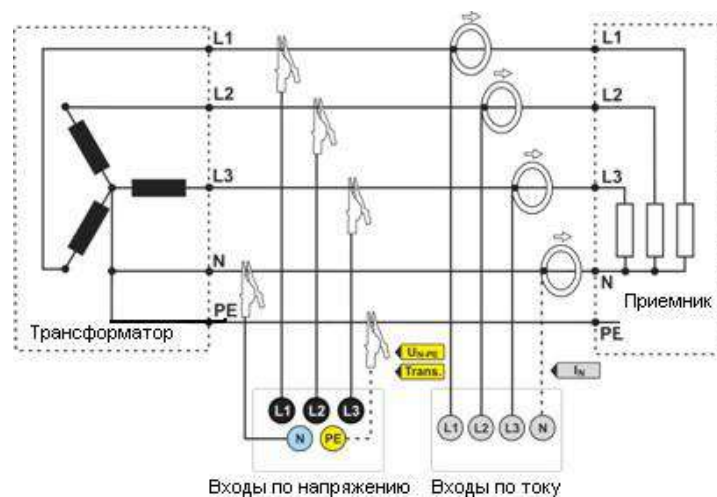


Рисунок 2.14 – Схема підключення – трифазна мережа «зірка» з нейтральним проводом

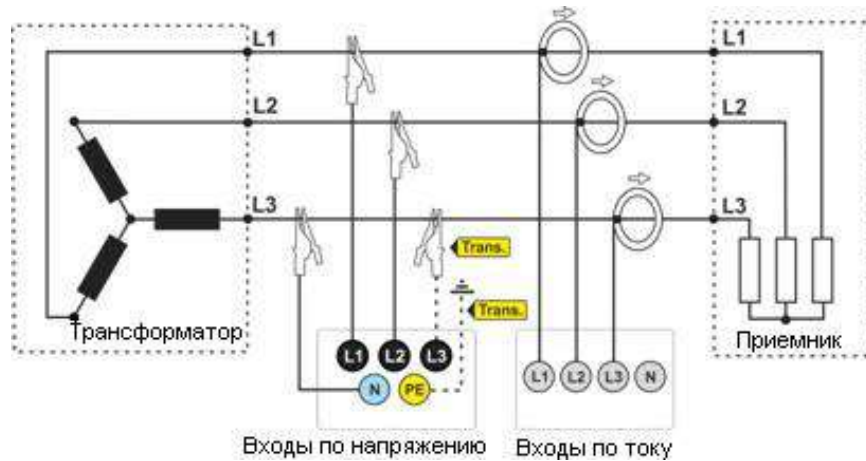


Рисунок 2.15 – Схема підключення – трифазна мережа «зірка» із ізольованою нейтраллю

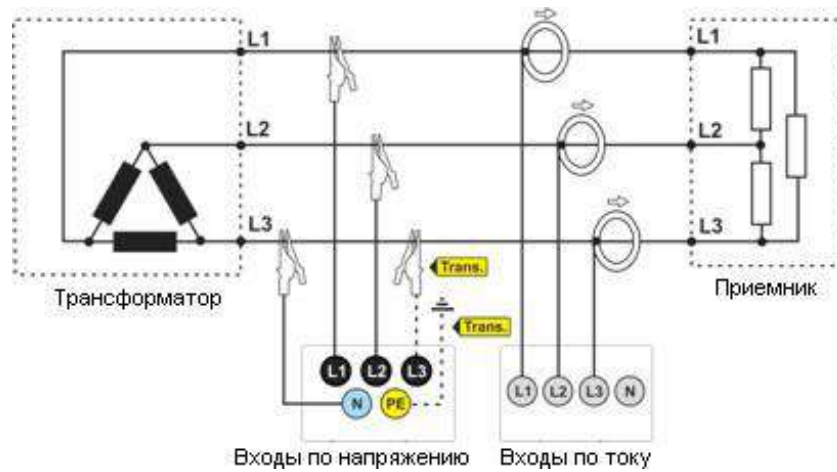


Рисунок 2.16 – Схема підключення – трифазна мережа «трикутник»

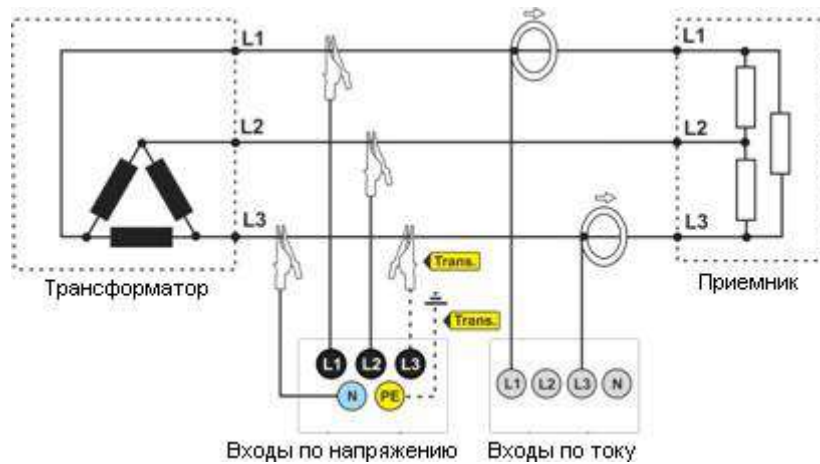


Рисунок 2.17 – Схема підключення – трифазна мережа «трикутник» (вимір струму методом Арона)

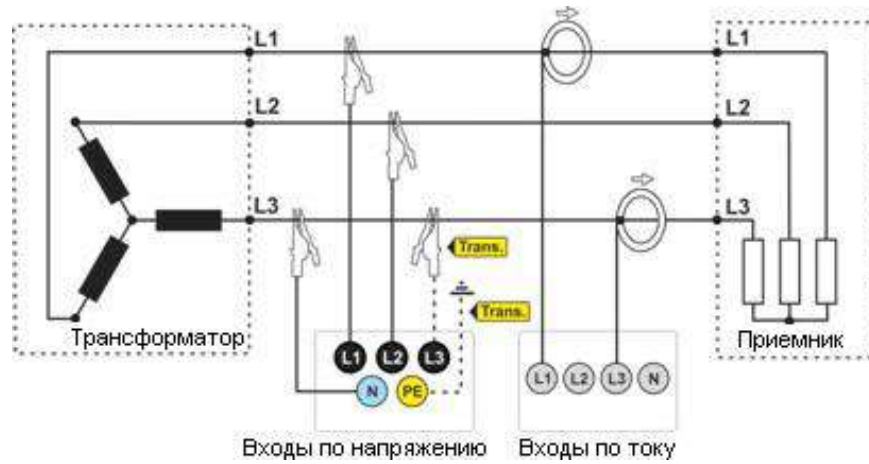


Рисунок 2.18–Схема підключення–трифазна мережа «зірка» з ізолюваною нейтраллю (вимір струму методом Арона)

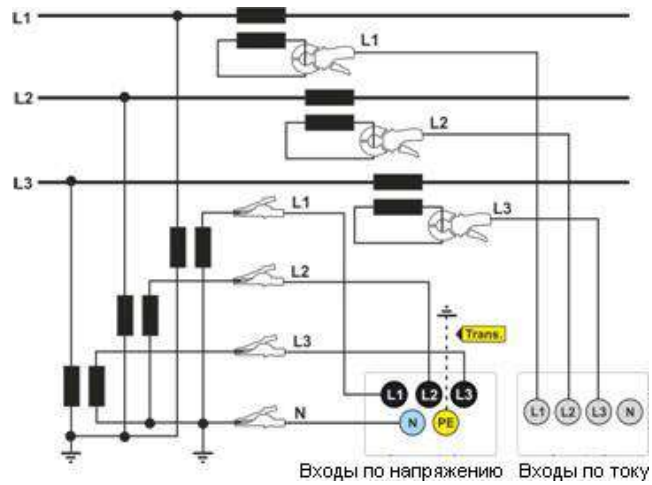


Рисунок 2.19–Схема підключення–мережа із трансформаторами

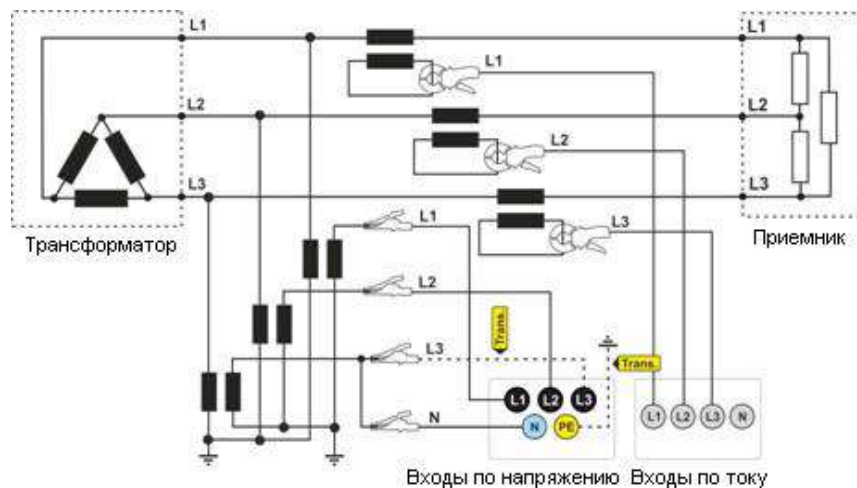


Рисунок 2.20–Схема підключення–непрямий вимір S_N у трифазній мережі «трикутник»

Аналізатори PQM-710/711 мають модуль Wi-Fi, який працює за стандартами IEEE 802.11 b/g і n та може передавати дані одночасно (точки доступу з однією антеною). Це дозволяє отримати доступ до аналізатора за допомогою планшета або комп'ютера. Можливі способи підключення до «планшетного аналізатора» (рис. 2.21, рис. 2.22), робота в локальній мережі (рис. 2.23) або підключення до Інтернету (рис. 2.24).

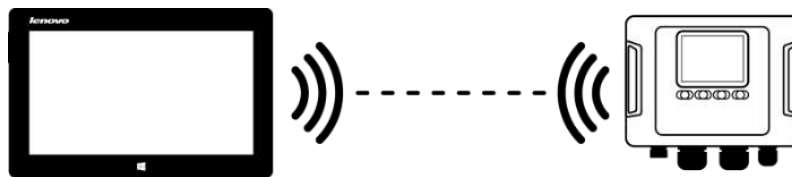


Рисунок 2.21 – Заводська конфігурація. Пряме з'єднання планшет аналізатор

Після прямого підключення планшет є точкою доступу Wi-Fi або маршрутизатором. Аналізатор та планшет налаштовані за замовчуванням для цієї роботи. У цьому режимі шифрування завжди увімкнене.

Планшет може взаємодіяти з кількома аналізаторами. Їх просто потрібно додати до бази аналізаторів.

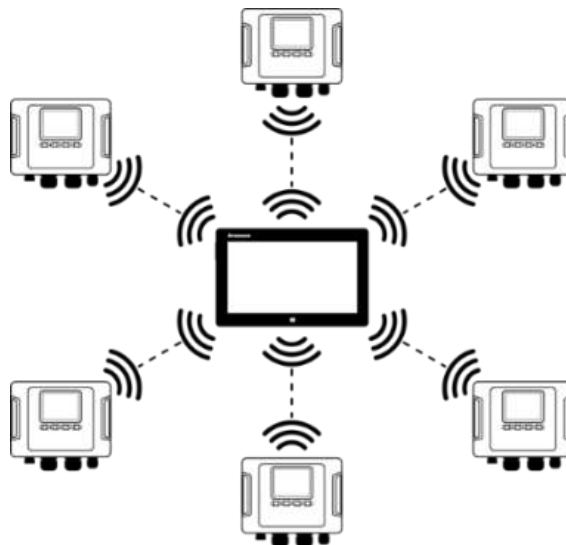


Рисунок 2.22 – Пряме підключення: планшет – кілька аналізаторів

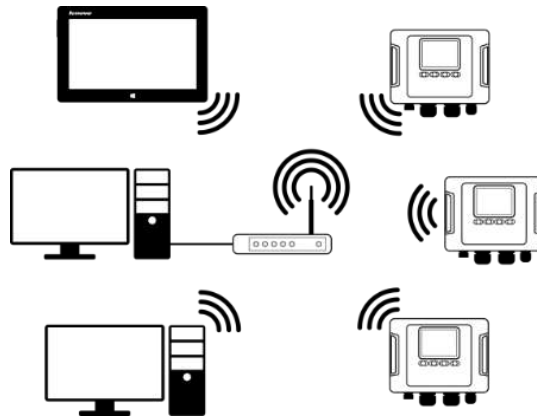


Рисунок 2.23 – Непряме підключення через маршрутизатор Wi-Fi, локальна мережа

Налаштування зовнішнього маршрутизатора дозволяє працювати в відкритій мережі або мережі, захищеній за стандартом WPA/WPA2-PSK. У конфігурації аналізатора має бути порожнє поле «Ключ» параметра «База аналізаторів» (рис. 2.24).

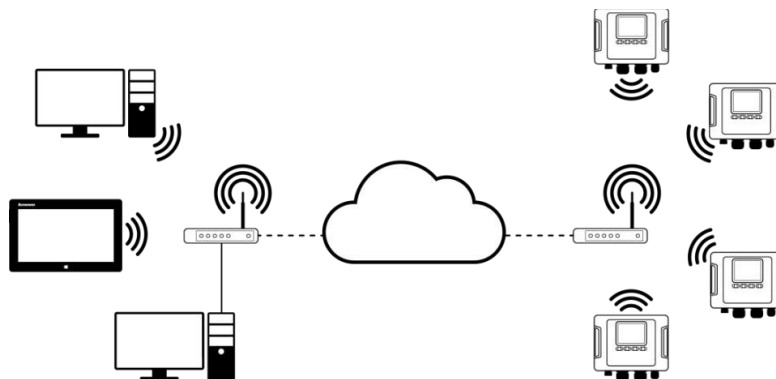


Рисунок 2.24 – Підключення через Інтернет

Аналізатор використовує статичну IP-адресу або наданий сервером DHCP точки доступу для запуску служби сервера підключення TCP/IP після підключення до точки доступу. 4002 є портом TCP, який використовується як в локальній мережі, так і в прямому підключенні.

Програма «SONEL ANALYSIS» сканує всю підмережу, щоб знайти аналізатор з MAC-адресою, яка відповідає тому, який був призначений для аналізатора з цим серійним номером, оскільки динамічна адреса може використовуватися при роботі в локальній мережі або прямому з'єднанні.

Висновки за розділом

Якість електричної енергії можна оцінити двома способами: спотворення, що змінюється у часі та стаціонарне. Одним із найбільш поширених методів є метод середньоквадратичних значень, який базується на апроксимації кривої вхідного сигналу спеціальною функцією. Цей метод гарантує достатню апроксимацію основної частоти електричної мережі. Необхідно також відмітити, що фільтри Калмана широко використовуються для вимірювання показників якості електричної енергії. Швидке перетворення Фур'є є найбільш поширеним інструментом для аналізу параметрів якості електричної енергії. Для підвищення точності виконання перетворення Фур'є використовується багато інших математичних перетворень. Прості (однотипні) спотворення здебільшого ідентифікуються за допомогою розглянутих методів ідентифікації. У світі існує велика кількість компаній, які випускають інструменти для вимірювання параметрів електроенергії, які можна класифікувати як показники якості електроенергії. Сюди входять вимірювальні системи, реєстратори, спектроаналізатори, спеціалізовані мультиметри та багато іншого. Для подальшого дослідження вибрано пристрій PQM-703, оскільки він пропонує найкраще поєднання налаштувань і спектру функцій.

РОЗДІЛ 3 ДОСЛІДНА ЧАСТИНА

3.1 Алгоритм дослідження якості мережевої електроенергії за допомогою PQM-703

Алгоритм, що розроблений та приведений нижче, показує, як за допомогою аналізатора можна виконати магістерське дослідження, крок за кроком: від підключення до формування звіту вимірювань. Це дозволяє швидко познайомитись з основними функціями аналізатора та програми «SONEL ANALYSIS». Передбачається, що програмне забезпечення SONEL ANALYSIS вже встановлено на персональний комп'ютер. Цей приклад передбачає використання аналізатора PQM-703.

Сценарій: 1-фазний вимір відповідно до конфігурації користувача.

Сценарій вимірювання, наступний: користувач хоче виміряти параметри напруги в 1-фазній мережі на 230В, 50Гц. Вимір має бути виконано з 1-секундним усередненням. Повинні бути зареєстровані такі параметри:

- середні значення напруги, КДМ (THD) та гармоніки;
- частота мережі;
- визначення подій з напруги має бути включено та встановлено на рівні, відповідно: 105 % $U_{ном}$ для перевищення, 95% $U_{ном}$ для провалу, 10 % $U_{ном}$ для переривання. У момент виявлення події має бути записана осцилограма та сигнал RMS1/2;
- характеристики перехідних процесів повинні бути включені на мінімально можливу межу напруги 50 В (налаштування з найбільшою чутливістю) та частотою дискретизації 10МГц. Повинна бути увімкнена реєстрація графіків перехідних процесів.

Після виміру слід створити часові графіки (діаграми) вимірюваних параметрів та сформуванати приблизний звіт вимірювання. Дані необхідні зберегти для подальшого аналізу.

Метод проведення вимірів:

Крок 1: Підключення аналізатора до досліджуваної мережі необхідно здійснити відповідно до рисунку 3.1. Необхідно приєднати входи L₁, N та PE (оскільки вимірюються транзйенти). Кліщі підключати не потрібно, якщо не потрібно вимірювання струмів. Живлення аналізатора (червоні дроти) також можна підключити до досліджуваної мережі для того, щоб аналізатор не працював на живленні від акумулятора та не вимкнувся через розряд батареї.

Крок 2: Увімкніть аналізатор клавішею. На дисплеї з'явиться екран 1/9.

Крок 3: Запустіть програму «SONEL ANALYSIS». Підключіть кабель USB від аналізатора до комп'ютера. Якщо це перше підключення, необхідно дочекатися установки драйверів аналізатора.

Крок 4: Натисніть кнопку «Конфігурація» на панелі інструментів «SONEL ANALYSIS» або виберіть меню Аналізатор/Конфігурація. Потім у вікні, натисніть кнопку «Відповісти». Це дозволить вважати поточну конфігурацію точок виміру, записаних в аналізаторі.

Крок 5 (необов'язковий): Якщо аналізатор не був раніше пов'язаний із додатком (статус «Відключено» на нижній панелі вікна «SONEL ANALYSIS» зображений червоним кольором), клацання мишею закладки «Відповісти» призведе до виклику вікна підключення до аналізатора. У цьому вікні має з'явитися один знайдений аналізатор (якщо це не так, спробуйте натиснути кнопку «Новий пошук»). Виберіть знайдений аналізатор, двічі клацнувши кнопкою миші. Якщо аналізатор ще не був доданий до бази аналізаторів програми, з'явиться вікно із запитом про введення PIN-коду аналізатора. Заводський код за замовчуванням «000». Успішне з'єднання підтверджується вікном з написом «З'єднання встановлено» (на дисплеї аналізатора відображається повідомлення «Підключення до ПК (USB)»).

Крок 6: Потім з'явиться повідомлення з проханням підтвердити зчитування параметрів. Натисніть кнопку «ОК» і так само у підтверджуючому зчитуванні вікні – «ОК». Тим самим налаштування всіх чотирьох точок

вимірювання були прочитані додатком їх можна переглянути та змінити у вікні «Конфігурація».

Крок 7: Перевірка розподілу пам'яті. У лівій верхній частині вікна «Конфігурація» розташована панель «Локально». Перший пункт панелі – це «Параметри аналізатора». В основному вікні відображається одна з трьох вкладок (Тип аналізатора, Розподіл пам'яті, Синхронізація GPS). На вкладці «Розподіл пам'яті» необхідно переконатися, що з точки вимірювання номер 1 вистачить виділеного місця (за умовчанням 25 %). Якщо місця виділено мало або встановлено значення 0 %, то бігунками необхідно відповідним чином змінити розподіл пам'яті.

Крок 8: Зміна конфігурації точки вимірювання номер 1. Конфігурацію точки вимірювання номер 1 слід змінити відповідно до вищезазначеного сценарію. Необхідно клацнути мишею на пункт у панелі «Локально: Точка виміру 1», щоб змінити налаштування точки та розгорнути дерево параметрів цієї точки (подвійне клацання рядка «Точка виміру 1» автоматично розкриває деревоподібне меню). Після розкриття мають бути видно такі позиції: Стандарт, Напруга, Струм, Потужність та енергія, Гармоніки, Інтергармоніки.

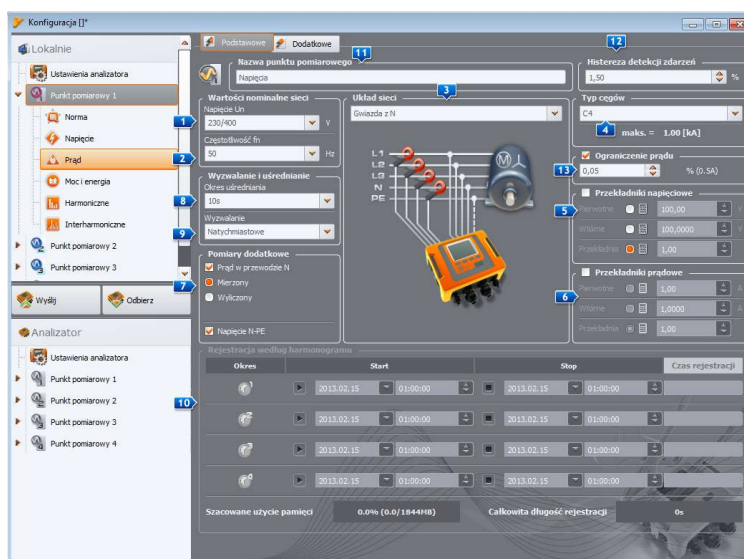


Рисунок 3.1 – Основні параметри точки вимірювання 1

Щоб змінити основні налаштування точки вимірювання, необхідно на

панелі «Локально» клацнути один раз на позиції «Точка виміру 1». Екран повинен мати вигляд, як на рисунку 3.1.

Встановіть послідовно значення:

- однофазний тип мережі (елемент на рис.3.1);
- номінальна напруга мережі 230/400 В;
- частота мережі 50 Гц;
- період усереднення на 1с;
- гістерезис виявлення подій на 1,5%;
- тип струмових кліщів встановіть на позицію «Відсутні»;
- трансформатори напруги та «Напруга N-PE» (у розділі «Додаткові вимірювання») залишити не позначеними.

У верхній частині вікна можна вибрати іншу вкладку «Додаткові», на якій повзунками можна встановити потрібний час запису осцилограм та RMS1/2 для подій та час реєстрації графіків перехідних процесів Ці періоди часу повинні бути встановлені відповідно до індивідуальних уподобань.

Потім слід вибрати в дереві налаштувань точки вимірювання позицію «Стандарт» і переконатися, що поле «Реєстрація за стандартом» не позначено.

У рядку «Напруга» та вкладці «Основні» встановіть параметри відповідно до рисунку 3.2.

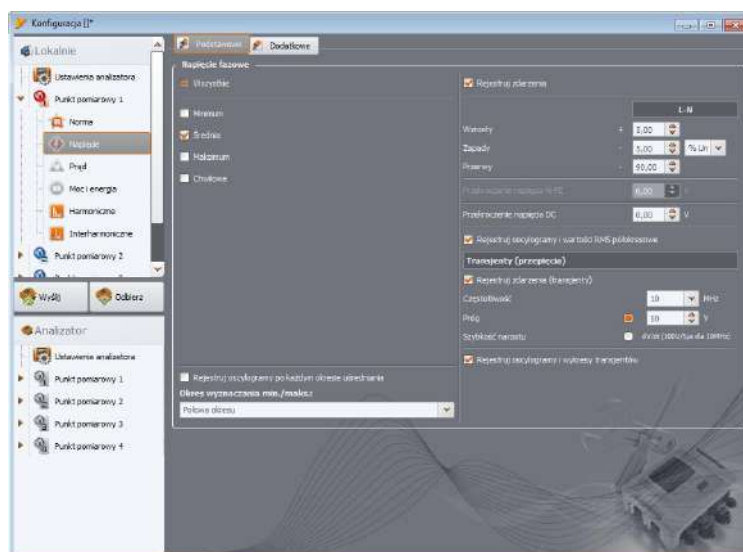


Рисунок 3.2 – Установки рядка «Напруга за сценарієм 1»

У рядку «Додаткові» слід зазначити лише середні значення для частоти, а інші поля залишити не позначеними. У рядку «Гармоніки» та вкладці «Напруги» потрібно відзначити поля для середніх значень КДМ (THD) за напругою та амплітуд гармонік напруги, а решта поля залишити не позначеними. Вибір зі списку «THD розрахунок С» можна зробити на власний розсуд. У рядку «Інтергармоніки» та вкладках «Напруга» та «Сигнали керування» видаліть позначки всіх полів.

Крок 9: Налаштування точки вимірювання були підготовлені правильно. Наступний крок – це надсилання цієї конфігурації в аналізатор. карта пам'яті буде відформатовано. Для цього натисніть кнопку «Надіслати». У вікні необхідно підтвердити видалення всіх даних на карті пам'яті аналізатора і відправку нової конфігурації.

Крок 10: Аналізатор готовий до початку реєстрації відповідно до зазначених параметрів. Щоб розпочати реєстрацію в точці вимірювання номер 1, виберіть меню Аналізатор Контроль. У вікні виберіть зі списку «Поточна точка вимірювання» першу позицію (це поле містить перелік назв, присвоєних окремим точкам вимірювання) і почніть реєстрацію, натискаючи зелену кнопку «Пуск». Хід реєстрації сигналізує миготливий символ «P1» у верхньому лівому куті дисплея аналізатора. Можна продовжити реєстрацію на час; підключення програмної програми до аналізатора не потрібне. Під час реєстрації можна ненадовго від'єднати провід L1 від мережі, що перевіряється, для імітації зникнення напруги.

Крок 11: Аналізатор готовий до початку реєстрації відповідно до зазначених параметрів. Щоб розпочати реєстрацію в точці вимірювання номер 1, виберіть меню Аналізатор Контроль. У вікні виберіть зі списку «Поточна точка вимірювання» першу позицію (це поле містить перелік назв, присвоєних окремим точкам вимірювання) і почніть реєстрацію, натискаючи зелену кнопку «Пуск». Хід реєстрації сигналізує миготливий символ «P1» у верхньому лівому куті дисплея аналізатора. Можна продовжити реєстрацію на

час; підключення програмної програми до аналізатора не потрібне. Під час реєстрації можна ненадовго від'єднати провід L1 від мережі, що перевіряється, для імітації зникнення напруги. У вікні відображаються чотири смужки, що показують використання пам'яті для кожної точки вимірювання. Встановіть прапорець у полі поряд із смужкою для точки вимірювання номер 1. З правого боку смужки заповнення пам'яті відображається розмір записаних даних. Після позначки поля активується кнопка «Завантаження даних», яку потрібно натиснути. З'явиться вікно, яке відображатиме хід завантаження даних. Після повного зчитування з'явиться вікно для збереження завантажених даних на диск. Рекомендовано зберегти дані у вибраному місці на жорсткому диску, щоб мати можливість повернутися до аналізу даних в інший час. Необхідно вказати розташування на диску та ім'я файлу та натиснути кнопку «Зберегти».

У вікні, що відобразиться, потрібно клацнути комп'ютерною мишею на горизонтальній смужці, що представляє інтервал часу реєстрації з написом «Точка виміру 1. (Користувач)» (після клацання колір зміниться на помаранчевий) і потім натиснути кнопку «Аналіз даних».

Крок 12: Аналіз даних. У головному вікні аналізу знаходяться чотири основні кнопки: «Загальні» (за замовчуванням при завантаженні даних), «Вимірювання», «Події», «Конфігурація». На зображенні «Загальні» з правого боку відображаються графічним способом значки, що символізують подальший вимір, подію та записані осцилограми по осі часу. Можна вільно збільшити графік, за наявності великої кількості даних, щоб отримати докладнішу інформацію. Після натискання кнопки «Вимірювання» з'явиться таблиця зі значеннями всіх вимірних параметрів відповідно до вибраного часу усереднення. У цьому сценарії час усереднення вибрано рівним 1 секунді, так що кожен секунду записувалося значення напруги, КГІ (THD) та гармоніки (частота завжди вимірюється через 10 секунд). Кожен рядок містить дані, збережені в наступну секунду, а кожен із колонок містить окремі параметри.

Після натискання на кнопку «Події» можна переглянути всі

zareєстровані події. У цьому сценарії реєструвалися події з напруги: перенапруга, переривання, провал, і навіть події з виявлених перехідних характеристик. Кожен рядок у таблиці відповідає одній виявленій події. Якщо для цієї події доступні графіки (наприклад, осцилограми та діаграми RMS1/2), що передбачено цим сценарієм, то остання колонка містить мініатюру записаних графіків. Після її натискання можна переглянути графіки, що супроводжують відповідну подію.

Крок 13: Відображення діаграм сигналів напруги та THD у часі. Щоб створити діаграму, потрібно перейти до відображення «Вимірювання» (натиснути кнопку «Вимірювання»), виділити заголовки стовпців часу (першим завжди має бути обраний стовпець часу), напруги L_1 , THD_{L1} (стовпчики будуть виділені кольором), а потім клацнути на кнопці «Діаграми» і вибрати «Тимчасовий графік». З'явиться вікно, де відображається графік, що містить дві криві сигналів у часі: напруги L_1 і THD_{L1} . Графік можна довільно збільшувати, а за допомогою трьох маркерів виділяти на графіку характерні точки та зчитувати параметри вказаних точок. Графік можна записати (у вибраному графічному форматі), клацнувши значок «Зберегти» на верхній панелі інструментів.

Крок 14: Відображення діаграм гармонік. Можна відобразити два види графіків для гармонік. Перший – це графік зміни гармонійних складових під час реєстрації. Для відображення такого графіка слід спочатку виділити стовпець часу, а потім стовпці обраних гармонік (наприклад, третього та п'ятого порядку) і натиснути кнопку «Діаграми».

«Тимчасовий графік». Інший тип графіка – це гістограма гармонік. Вона показує всі гармоніки в даному 1-секундному інтервалі (тобто в одному рядку). Для її створення слід спочатку виділити обраний осередок зі стовпця часу, а потім вибрати стовпець будь-якої гармоніки, натискаючи кнопку «Діаграми» та вибираючи зі списку «Гармоніки». Таким методом можна вибрати інтервал часу, перетягуючи мишею діапазон осередків в стовпці часу.

Тоді буде показано діаграму середніх значень гармонік із зазначеного інтервалу часу.

Крок 15: Створення звіту виміру. Для створення звіту, який містить значення вибраних параметрів, слід виділити стовпці потрібних параметрів (першим завжди має бути обраний стовпець часу), а потім клацнути на кнопці «Звіти» та вибрати «Звіт користувача». Якщо натиснути кнопку «Попередній перегляд» у вікні, можна переглянути збережені дані. Кнопка «Зберегти» запише дані у вказаному користувачем форматі (PDF, html, txt, CSV).

Крок 16: Перевірка подій Якщо аналізатор під час реєстрації виявив якісь події, їх буде відображено у вигляді таблиці «Події». В рядку, описує конкретну подію, можна побачити час появи (початок і кінець), екстремальні значення (наприклад, мінімальне значення при провалі напруги), осцилограми та графіки RMS1/2, якщо подія відноситься до напруги або струму. У цьому сценарії діаграми подій були включені в конфігурації, тому якщо аналізатор виявив якісь події, в останньому стовпці таблиці з заголовком «Осцилограми» має бути іконка діаграми. Необхідно натиснути на ній, щоб відобразити діаграму (або натиснути кнопку «Діаграми» та вибрати пункт «Осцилограми»).

3.2 Дослідження вибраного об'єкта за допомогою PQM 703

Об'єктом дослідження обрано складське приміщення, схема якого представлено на рисунку 3.3.

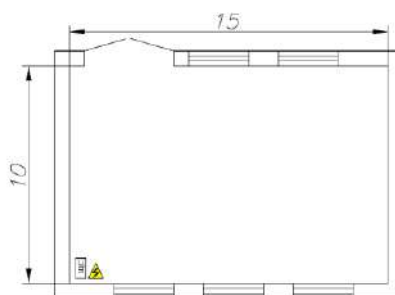


Рисунок 3.3 – План складського приміщення

Складське приміщення відноситься до класу «С». Загальна площа приміщення складає 50 м².

Основні параметри мережі зображені на рисунку 3.4.

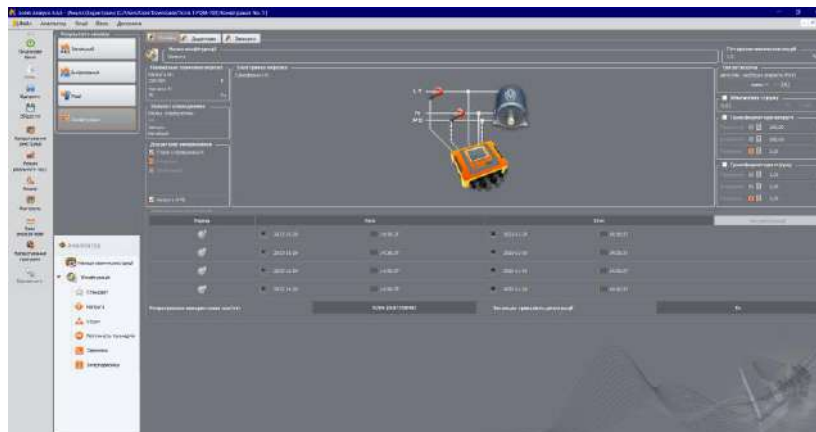


Рисунок 3.4 – Основні параметри досліджуваної мережі

Отже, досліджуваною мережею є однофазна с нульовим проводом, напругою 230В, частотою 50Гц, період усереднення складає 1с, гістерезис виявлених подій складає 1,5 %, обмеження струму не встановлені.

Додаткові параметри зображені на рисунку 3.5.



Рисунок 3.5 – Додаткові параметри досліджуваної мережі

До додаткових параметрів належать час реєстрації 560 мс, час перед запуском 280 мс, графік транз'єнтів (частота вибірки 10МГц) 1,6614 мс, час реєстрації керуючих сигналів 120 с.

Загальний графік осцилограми напруги джерела L₁ та N-PE представлені

на рисунку 3.6. Результати досліджень представлені на рисунках 3.7–3.9.

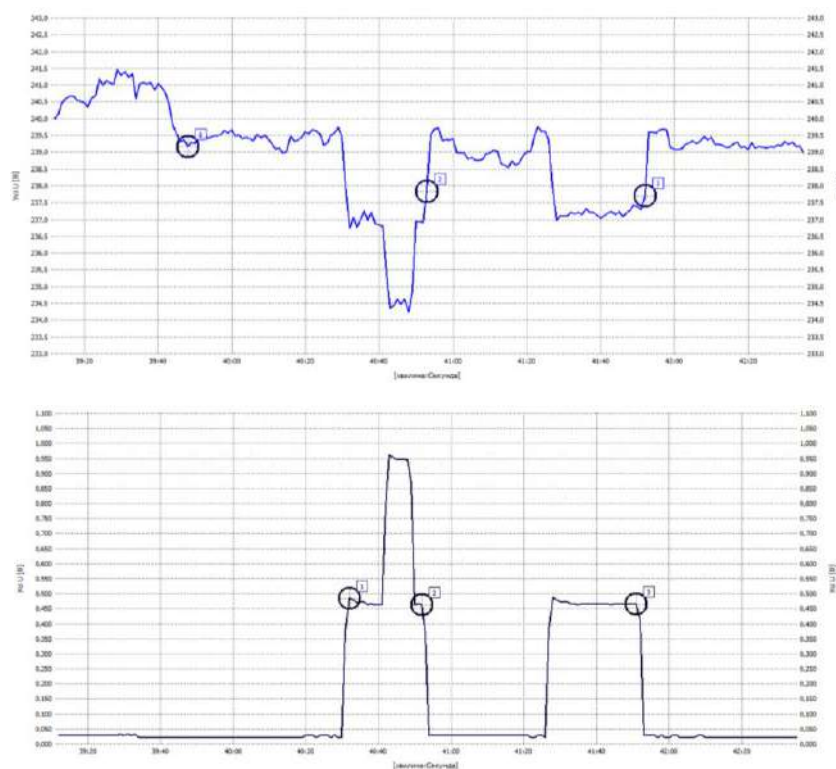


Рисунок 3.6 – Осцилограми напруги досліджуваної мережі

Згідно проведеного дослідження напруга L_1 має максимальне значення 241,5 В та мінімальне – 234,3 В. Максимальне значення відхилення напруги становить 9,1 %, що не виходить за межі нормованого значення у 10 %.

Згідно проведеного дослідження напруга N-PE має максимальне значення 0,96 В та мінімальне – 0,03 В. Напруга N-PE не нормується ні ГОСТ 13109-97, ні ДСТУ EN 50160:2014.

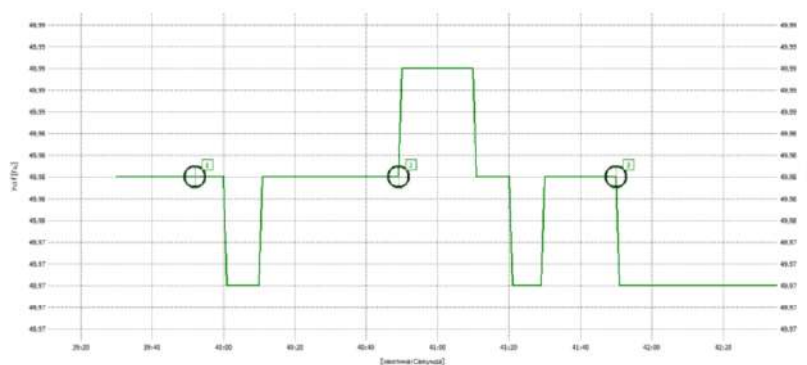


Рисунок 3.7 – Осцилограми частоти досліджуваної мережі

Згідно проведеного дослідження частота досліджуваної мережі складає $+0,02$ Гц та $-0,02$ Гц., що не виходить за межі нормованих $\pm 0,2$ Гц

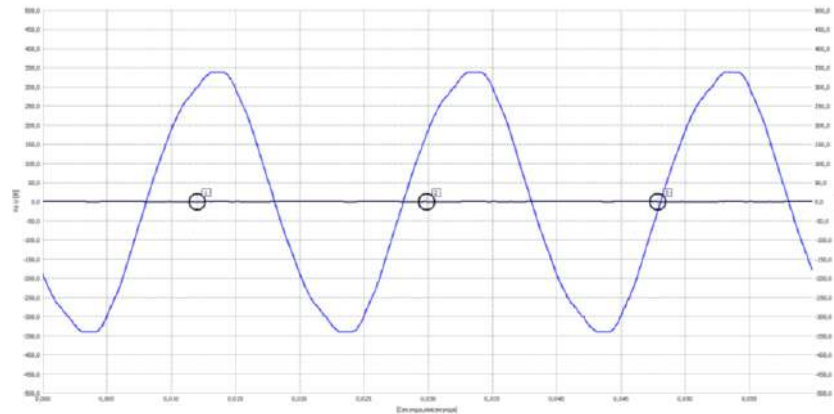


Рисунок 3.8 – Осцилограми викривлення синусоїдальності напруги

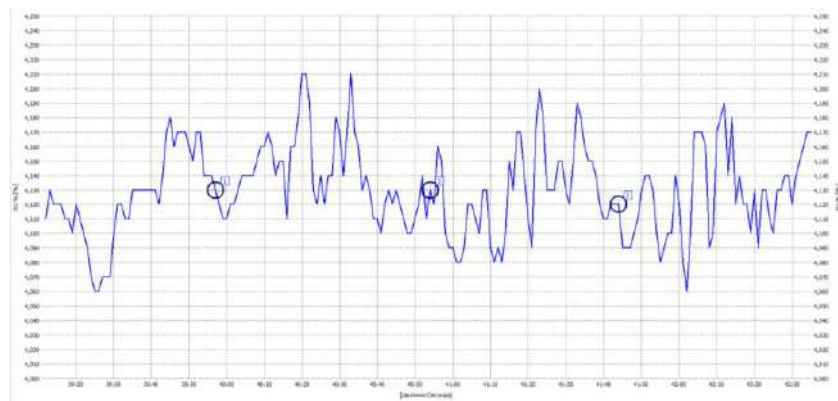


Рисунок 3.9 – Коефіцієнт гармонійних спотворень напруги відносно основної гармоніки $THDU_F$

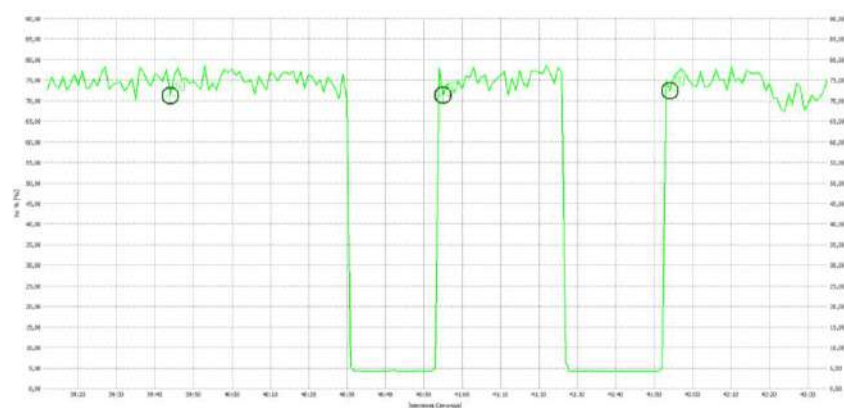


Рисунок 3.10 – Коефіцієнт гармонійних спотворень струму відносно основної гармоніки $THDI_F$

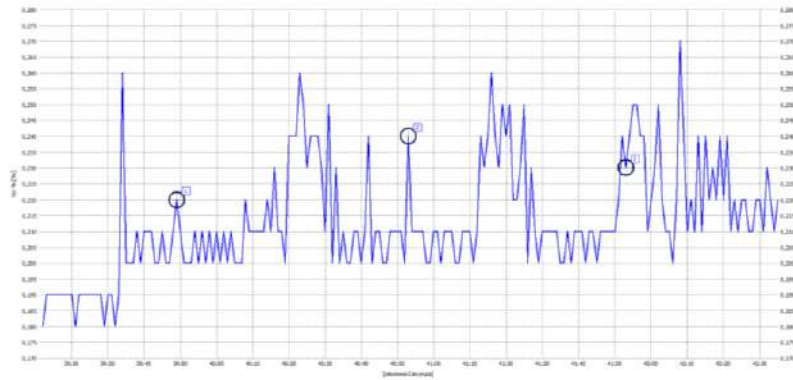


Рисунок 3.11 – Коефіцієнт інтергармонійних спотворень напруги відносно основної гармоніки $TIDU_F$

Окремо коефіцієнт гармонійних та інтергармонійних спотворень напруги відносно основної гармоніки не нормується, але сумарний коефіцієнт гармонічних спотворень не більше 8%.

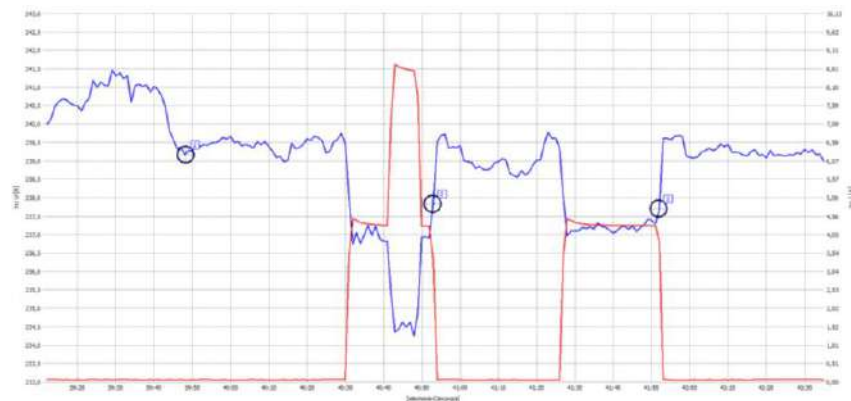


Рисунок 3.12 – Осцилограми напруги та струму досліджуваної мережі

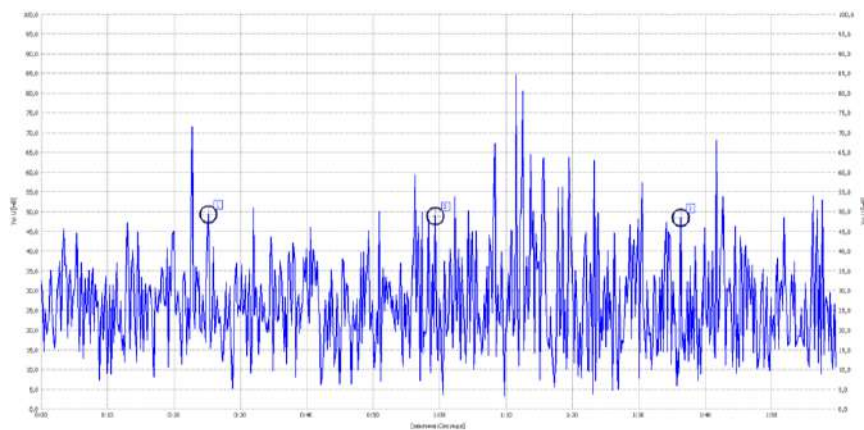


Рисунок 3.13 – Осцилограми керуючих сигналів досліджуваної мережі

Проведемо другий дослід мережі з перериванням реєстрації та включенням обігрівального пристрою, освітлення та ручного інструменту.

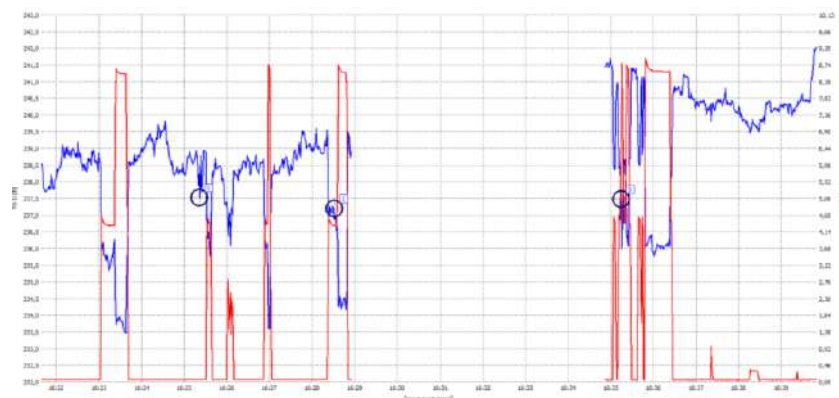


Рисунок 3.14 – Загальні осцилограми напруги та струму досліджуваної мережі

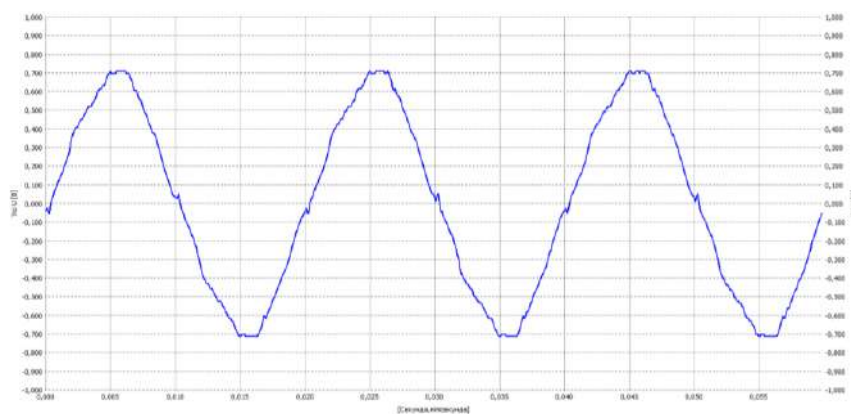


Рисунок 3.15 – Осцилограми напруги досліджуваної мережі

Реальна крива напруги та струму мало відрізняється від ідеальної. Оскільки ідеальна крива напруги у вигляді синусоїди нам відома, то реальна або дійсна крива синусоїди напруги при цьому дослідженні, де використовується переважно активне навантаження, буде мати такий вигляд, який зображено на рисунку 3.15. Як видно з графіка, ця синусоїдальна крива напруги дещо спотворена, оскільки напруга в мережі змінюється при появі активного навантаження, яка в межах допустимих значень. Відповідно зі зміною напруги в системі, буде змінюватись і струм навантаження. Варто зауважити, що, відповідно до даних, отриманих під час дослідження, частота

не змінювалася протягом усього періоду й дорівнювала $f=50\text{Гц}=\text{const}$.

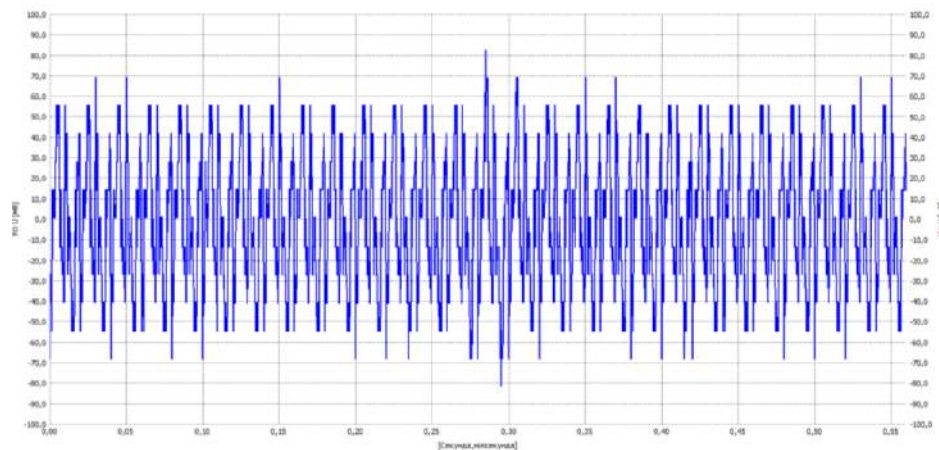


Рисунок 3.16 – Осцилограми транз'єнтів досліджуваної мережі

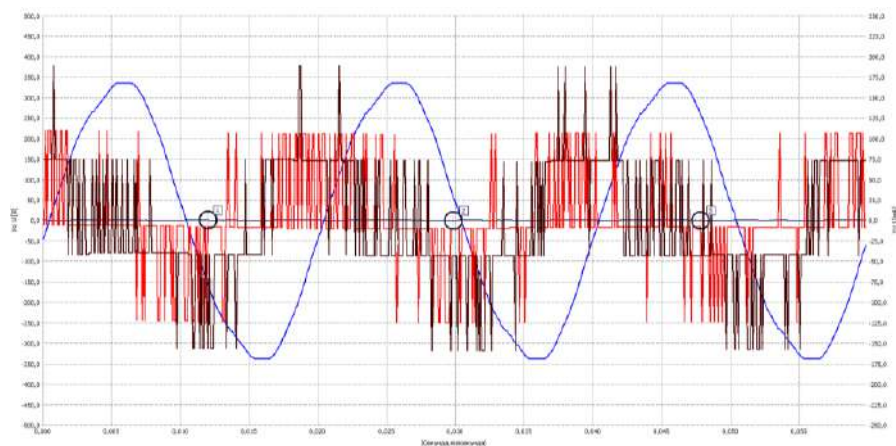


Рисунок 3.17 – Загальні осцилограми досліджуваної мережі

Як показало дослідження, напруга електричної мережі змінюється з часом, і всі параметри електричної системи споживача також змінюються. важливо пам'ятати, що параметри електричної енергії постійно змінюються залежно від навантаження, що впливає на загальні показники якості електричної системи.

3.3 Дослідження точності вимірів

У метрології застосовують показники точності функціонування приладів, тобто показники, що характеризують втрати інформації під час

перетворення сигналу від об'єкта всіма функціональними пристроями приладу. Показниками точності функціонування приладу є:

- похибка приладу – різниця між дійсними і розрахунковими (ідеальними) значеннями інформативного параметра вихідного сигналу приладу, що відповідають інформативному параметру вхідного сигналу;

- похибка функціонування приладу – різниця між дійсною і розрахунковою змінами інформативного сигналу приладу, що відповідають зміні інформативного параметра вхідного сигналу;

- похибка відтворюваності приладу – різниця дійсних значень інформативного параметра вихідного сигналу приладу, що відповідають одному й тому самому інформативному параметру вхідного сигналу під час повторних циклів функціонування.

Такими ж показниками характеризується і точність роботи функціональних пристроїв приладу. Наприклад, показниками точності роботи механізмів є похибки положення веденої ланки, переміщення і похибки від мертвого ходу – основна причина похибки відтворюваності механізмів.

Таблиця 3.1 – Умови для перевірки

Умови для перевірки	
Температура навколишнього середовища	0°C...+45°C
Відносна вологість	40...60 %
Асиметрія напруги	≤ 0,1% для коефіцієнта несиметрії за зворотною послідовністю (належить тільки до трьохфазних мереж)
Зовнішнє магнітне поле	≤ 40 А/м (постійне) ≤ 3 А/м (змінне) для частоти 50/60 Гц
Постійна складова напруги та струму	нульова
Форма сигналу	синусоїдальний
Частота	50 Гц ±0,2 % або 60 Гц ±0,2 %

Основна похибка, зазначена в технічних даних, гарантована в діапазоні

температур довкілля $0^{\circ}\text{C}\dots+45^{\circ}\text{C}$. За межами цього діапазону необхідно використовувати додатковий множник («М»), який збільшує вказану основну похибку до фактичної похибки вимірювання. Показує графік множника «М» залежно від температури навколишнього середовища, в діапазоні номінальних робочих температур. Множник приймає значення 1,0 у діапазоні температур $0^{\circ}\text{C}\dots+45^{\circ}\text{C}$. Вище $+45^{\circ}\text{C}$ і до $+55^{\circ}\text{C}$ множник збільшується лінійно значення 2,0. Нижче за температуру 0°C (до -20°C) множник лінійно збільшується до величини 1,8.

Основна похибка вимірювання напруги RMS становить $\pm 0,1\% U_{\text{ном}}$ у діапазоні температур $0^{\circ}\text{C}\dots+45^{\circ}\text{C}$.

- 1) при -20°C похибка вимірювання становитиме $\pm 0,18\% U_{\text{ном}}$ (множник 1,8);
- 2) при -10°C похибка вимірювання становитиме $\pm 0,14\% U_{\text{ном}}$ (множник 1,4);
- 3) при 0°C похибка вимірювання становитиме $\pm 0,1\% U_{\text{ном}}$ (множник 1,0);
- 4) при $+45^{\circ}\text{C}$ похибка виміру становитиме $\pm 0,1\% U_{\text{ном}}$ (множник 1,0);
- 5) при $+55^{\circ}\text{C}$ похибка вимірювання становитиме $\pm 0,2\% U_{\text{ном}}$ (множник 2,0).

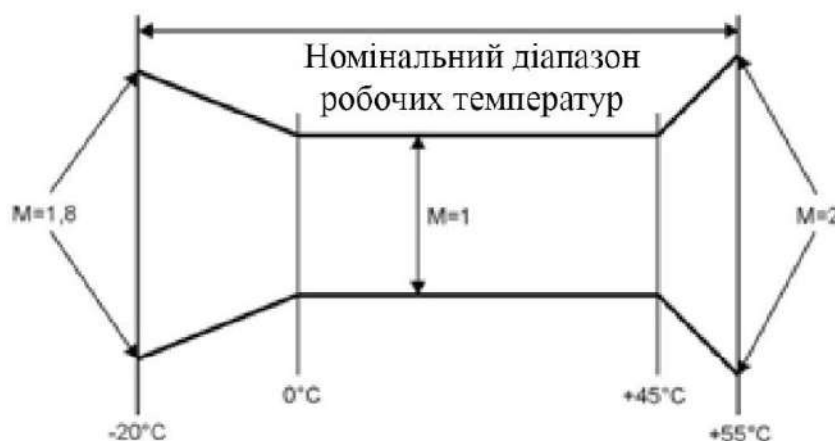


Рисунок 3.18 – Множник основної похибки в залежності від температури середовища

Таблиця 3.2 – Напруга

Напруга	Діапазон та умови	Дозвіл	Основна похибка
U_{RMS} (змінне та постійне)	$10 \% U_{nom} \leq U_{RMS} \leq 150 \% U_{nom}$ для $U_{nom} \geq 64 \text{ В}$	$0,01 \% U_{nom}$	$\pm 0,1 \% U_{nom}$
Пік-фактор	1...10 (1...1,65 для напруги 690) для $U_{RMS} \geq 10 \% U_{nom}$	0,01	$\pm 5 \%$

Таблиця 3.3 – Струм

Струм	Діапазон та умови	Дозвіл	Основна похибка
I_{RMS} (змінний та постійний)	Вхідний канал без кліщів		
	0...1В (0...3,6Вр-р)	$0,01 \% I_{nom}$	$\pm 0,1 \% I_{nom}$
	Кліщі гнучкі F-1/F-2/F-3		
	0...3000 А (10кАр-р)	$0,01 \% I_{nom}$	Додаткова похибка $\pm 1 \% (\pm 2 \% \text{ з урахуванням додаткової похибки від становища})$
	Кліщі жорсткі С-4		
	0...1000 А (3600Ар-р)	$0,01 \% I_{nom}$	Додаткова похибка 0,1...10 А: $\pm (3 \% + 0,1 \text{ А})$ 10 А: $\pm 3 \%$ 50 А: $\pm 1,5 \%$
	Кліщі жорсткі С-6		
0...10 А (36Ар-р)	$0,01 \% I_{nom}$	Додаткова похибка 0,01...0,1А: $\pm (3 \% + 1 \text{ мА})$ 0,1...1 А: $\pm 2,5 \%$	
Кліщі жорсткі С-7			
	0...100А (36Ар-р)	$0,01 \% I_{nom}$	Додаткова похибка 0...100А: $\pm (0,5 \% + 0,02 \text{ А}) (45...65 \text{ Гц})$ 0...100А: $\pm (1,0 \% + 0,04 \text{ А}) (40...1000 \text{ Гц})$
Пік-фактор	1...10 (1...3,6 для I_{nom}) для $I_{RMS} \geq 1 \% I_{nom}$	0,01	$\pm 5 \%$

Таблиця 3.4 – Частота

Частота	Діапазон та умови	Дозвіл	Основна похибка
f	40...70 Гц $10 \% U_{\text{ном}} \leq U_{\text{RMS}} \leq$	0,01 Гц	$\pm 0,01$ Гц

Таблиця 3.5 – Гармоніки

Гармоніки	Діапазон та умови	Дозвіл	Основна похибка
Амплітуда U_{RMS}	0...200 % $U_{\text{ном}}$	0,01 % $U_{\text{ном}}$	$\pm 0,05$ % $U_{\text{ном}}$ при в.в. < 1 % $U_{\text{ном}}$ ± 5 % в.в. при в.в. ≥ 1 % $U_{\text{ном}}$ (згідно з ГОСТ 30804.4.7-2013 (IEC 61000-4- 7:2009) клас I)
Амплітуда I_{RMS}	Залежно від використаних кліщів (дивися характеристики I_{RMS})	0,01 % $I_{\text{ном}}$	$\pm 0,15$ % $U_{\text{ном}}$ при в.в. < 3 % $I_{\text{ном}}$ ± 5 % в.в. якщо в.в. ≥ 3 % $I_{\text{ном}}$ (згідно з ГОСТ 30804.4.7-2013 (IEC 61000-4- 7:2009) клас I)
Коефіцієнт гармонійних спотворень (THD_R) за напругою (n = 2...50)	0...100,0 % для $U_{\text{RMS}} \geq 1$ % $U_{\text{ном}}$	0,1%	± 5 %
Коефіцієнт гармонійних спотворень (THD_R) по струму (n = 2...50)	0...100,0 % для $I_{\text{RMS}} \geq 1$ % $I_{\text{ном}}$	0,1%	± 5 %
К-фактор	1,0...50,0 для $I_{\text{RMS}} \geq 1$ % $I_{\text{ном}}$	0,1	± 10 %
Кут зсуву фаз (напруга)	-180°...+180°	0,1°	$\pm (n \pm 1^\circ)$
Кут зсуву фаз (струм)	-180°...+180°	0,1°	$\pm (n \pm 1^\circ)$

Таблиця 3.6 – Інтергармоніки

Інтергармоніки	Діапазон та умови	Дозвіл	Основна похибка
Інтергармонійний ряд (n)	0...50, групування: за підгрупами інтергармонік за ГОСТ 30804.4.7-2013 (ІЕС 61000-4-7:2009) (субгармоніки також з урахуванням смужки 5 Гц)		
Амплітуда U_{RMS}	0...200 % U_{nom}	0,01 % U_{nom}	$\pm 0,05$ % U_{nom} при в.в. < 1 % U_{nom} ± 5 % в.в. при в.в. ≥ 1 % U_{nom} (згідно з ГОСТ 30804.4.7-2013 (ІЕС 61000-4-7:2009) клас I)
Амплітуда I_{RMS}	Залежно від використаних кліщів (дивися характеристики I_{RMS})	0,01% I_{nom}	$\pm 0,15$ % U_{nom} при в.в. < 3 % I_{nom} ± 5 % в.в. якщо в.в. ≥ 3 % I_{nom} (згідно з ГОСТ 30804.4.7-2013 (ІЕС 61000-4-7:2009) клас I)
Коефіцієнт інтергармонічних спотворень (T_{IDR}) за напругою (n = 0...50)	0...100,0 % для $U_{RMS} \geq 1$ % U_{nom}	0,1%	$\pm 5\%$
Коефіцієнт інтергармонічних спотворень (T_{IDR}) струмом (n = 0...50)	0...100,0% для $I_{RMS} \geq 1\%$ I_{nom}	0,1%	$\pm 5\%$

Таблиця 3.7 – Потужність та енергія

Потужність та енергія	УМОВИ (для потужності та енергії $80 \% U_{nom} \leq U_{RMS} < 120 \% U_{nom}$)	Дозвіл	Основна похибка (1)
Активна потужність Активна енергія	$1\% I_{nom} \leq I_{RMS} < 5\% I_{nom}$ $\cos < p = 1$	залежить від U_{nom} та I_{nom}	$\sqrt{1,0^2 + \delta_{ph}^2} \%$
	$5\% I_{nom} \leq I_{RMS} \leq I_{nom}$ $\cos < p = 1$		$\pm \sqrt{0,5^2 + \delta_{ph}^2} \%$
	$2\% I_{nom} \leq I_{RMS} < 10\% I_{nom}$ $\cos < p = 0,5$		$\pm \sqrt{1,0^2 + \delta_{ph}^2} \%$
Реактивна потужність Реактивна енергія	$2\% I_{nom} \leq I_{RMS} < 5\% I_{nom}$ $\sin < p = 1$	залежить від U_{nom} та I_{nom}	$\pm \sqrt{1,25^2 + \delta_{ph}^2} \%$
	$5\% I_{nom} \leq I_{RMS} < I_{nom}$ $\sin < p = 1$		$\pm \sqrt{1,0^2 + \delta_{ph}^2} \%$
	$10\% I_{nom} \leq I_{RMS} < I_{nom}$ $\sin < p = 0,5$		$\pm \sqrt{1,0^2 + \delta_{ph}^2} \%$
	$10\% I_{nom} \leq I_{RMS} < I_{nom}$ $\sin < p = 0,25$		$\pm \sqrt{1,25^2 + \delta_{ph}^2} \%$
Повна потужність Повна енергія	$2\% I_{nom} \leq I_{RMS} < 5\% I_{nom}$	залежить від U_{nom} та I_{nom}	$\pm 1,0\%$
	$5\% I_{nom} \leq I_{RMS} \leq I_{nom}$		$\pm 0,5\%$
Коефіцієнт потужності (PF)	$0 \dots 1$ $50\% U_{nom} \leq U_{RMS} < 150\% U_{nom}$ $10\% I_{nom} \leq I_{RMS} < I_{nom}$	0,01	$\pm 0,03$
Коефіцієнт зсуву фаз ($\cos\phi/DPF$)	$0 \dots 1$ $50\% U_{nom} \leq U_{RMS} < 150\% U_{nom}$ $10\% I_{nom} \leq I_{RMS} < I_{nom}$	0,01	$\pm 0,03$

Загальна похибка вимірювання активної та реактивної потужності

(основної гармоніки) і потужності гармонік, в цілому ґрунтується на наступній залежності (для енергії ігнорується додаткова похибка, пов'язана з виміром часу, як менша, ніж інші похибки):

$$\delta_{pQ} \cong \sqrt{\delta_{uh}^2 + \delta_{lh}^2 + \delta_{ph}^2}; \quad (3.1)$$

де: $\delta_{p,Q}$ – похибка вимірювання активної або реактивної потужності;

δ_{uh} – сумарна похибка вимірювання амплітуди гармоніки напруги (Аналізатор, трансформатори, кліщі);

δ_{lh} – сумарна похибка вимірювання амплітуди гармоніки струму (Аналізатор, трансформатори, кліщі);

δ_{ph} – додаткова похибка внаслідок помилки вимірювання фази між гармоніками напруги та струму.

Похибка δ_{ph} можна визначити, якщо відомий кут фазового зсуву для цікавої для нас області частот. У таблиці 25 наведена помилка різниці фаз між гармоніками напруги та струму для аналізаторів (без струмових кліщів та трансформаторів).

Таблиця 3.8 – Помилка фази аналізаторів PQM-702(T)/703/710/711 залежно від частоти

Помилка різниці фаз						
Діапазон частот	40...70 Гц	70...200 Гц	200...500 Гц	500 Гц...1кГц	1...2 кГц	2...3 кГц
Помилка	$\leq 0,5^\circ$	$\leq 1^\circ$	$\leq 2,5^\circ$	$\leq 4^\circ$	$\leq 7^\circ$	$\leq 10^\circ$

Помилка фази, що вноситься при використанні трансформаторів і кліщів, як правило, можна знайти їх у технічній документації. У цьому випадку слід оцінити для цікавої для нас частоти отриману помилку фази між напругою і струмом, що вводиться всіма елементами ланцюга вимірювання: трансформатори струму і напруги, кліщі, а також аналізатор.

Похибка вимірювання, що впливає з помилки фази для активної потужності гармонік, можна визначити за співвідношенням:

$$\delta_{\text{ph}} = 100\left(1 - \frac{\cos(\varphi + \Delta\varphi)}{\cos\varphi}\right) [\%], \cos\varphi \neq 0; \quad (3.2)$$

У свою чергу, невизначеність вимірювання реактивної потужності гармонік можна визначити із співвідношення:

$$\delta_{\text{ph}} = 100\left(1 - \frac{\sin(\varphi - \Delta\varphi)}{\sin\varphi}\right) [\%], \sin\varphi \neq 0; \quad (3.3)$$

В обох цих формулах φ означає фактичний кут зсуву між гармоніками струму та напруги, а $\Delta\varphi$ сумарну помилку фази для даної частоти. З представлених залежностей можна зробити висновок, що похибка вимірювання потужності для тієї ж помилки фази, явно залежить від коефіцієнта фазового зсуву між струмом і напругою (рис. 3.14).

Розрахунок похибки виміру активної потужності основної гармоніки.

Умови: $\varphi = 60^\circ$, $U_{\text{RMS}} \cong U_{\text{ном}}$, $I_{\text{RMS}} = 5\% I_{\text{ном}}$.

Основна похибка становить:

$$\pm\sqrt{1,0^2 + \delta_{\text{ph}}^2} \% ; \quad (3.4)$$

У діапазоні частот 40...70 Гц помилка фази аналізатора становить менше $0,5^\circ$.

Після підстановки у співвідношення:

$$\delta_{\text{ph}} = 100\left(1 - \frac{\cos(\varphi + \Delta\varphi)}{\cos\varphi}\right) = 100\left(1 - \frac{\cos(61^\circ)}{\cos(60^\circ)}\right) = 1,52\%.$$

Таким чином, похибка виміру складе:

$$\delta = \pm\sqrt{1,0^2 + 1,52^2} = \pm 1,82\%.$$

У тих же умовах, але при зрушенні фази $\varphi = 10^\circ$, отримаємо:

$$\delta_{\text{ph}} = 100\left(1 - \frac{\cos(11^\circ)}{\cos(10^\circ)}\right) = 0,16\%.$$

А похибка виміру складе:

$$\delta = \pm\sqrt{1,0^2 + 0,16^2} = \pm 1,01\%.$$

Наведені вище розрахунки не враховують додаткових помилок, що вносяться при використанні струмових кліщів і трансформаторів.

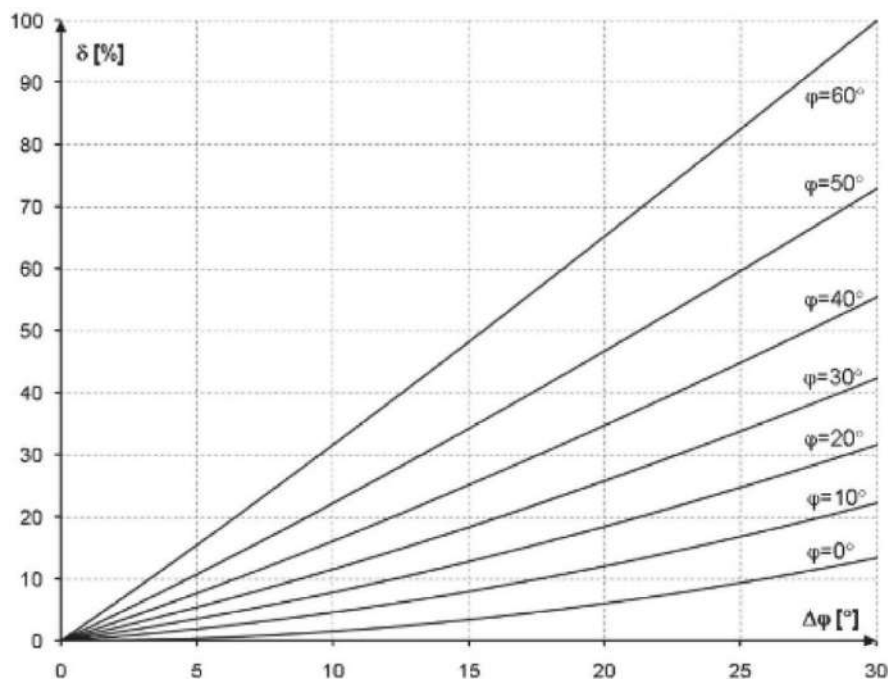


Рисунок 3.19 – Додаткова похибка від помилки фази залежно від кута зсуву фаз

3.4 Дослідження заходів підвищення якості електроенергії

Проблеми якості електроенергії на практиці можна вирішити одночасно за двома напрямками:

- нормативний підхід передбачає створення технічних стандартів і регламентів, що регулюють відносини між постачальником і споживачем електроенергії з урахуванням якості.
- технологічний підхід передбачає розширення територіальних систем керування і контролю якістю електроенергії, а також передбачає оцінку передачі розподілу електричної енергії.

Для поліпшення енергоефективності електричних мереж потрібно виробляти шляхом зниження втрат електроенергії, які зумовлені низькою якістю.

Заходи щодо підвищення якості електроенергії поділяють на технічні (рис. 3.20) та організаційно-технічні (3.21).



Рисунок 3.20 – Технічні заходи підвищення якості електроенергії



Рисунок 3.21 – Організаційно - технічні заходи підвищення якості електроенергії

Також існують різні способи підвищення якості електричної енергії. Необхідно для керування якістю електричної енергії впроваджувати в структуру систем енергопостачання:

– пристроїв компенсації реактивної потужності (ПКРП). ПКРМ призначений для зниження дії реактивної потужності, а також для збільшення і підтримання на певному рівні величини коефіцієнта потужності в трифазних розподільних мережах.

– введення в роботу силових трансформаторів з наявністю РПН (регулювання під навантаженням). РПН регулює рівень напруги в мережі під

час її падіння, під час збільшення навантаження, або за високого рівня напруги, без виведення трансформатора в ремонт;

- використання автотрансформаторів зв'язку мереж різних номінальних напруги з РПН, розташованих на лінійному кінці обмотки середньої напруги, їм можна регулювати під навантаженням коефіцієнт трансформації;

- використання в мережі лінійних регуляторів або послідовних трансформаторів для регулювання напруги в окремих лініях і вторинних обмотках автотрансформаторів;

- застосування в мережі синхронних компенсаторів. Можливість плавного автоматичного регулювання величини вироблюваної реактивної потужності та напруги;

- конденсаторні батареї разом із фільтрокомпенсувальними пристроями [4].

Якість електроенергії є комплексною властивістю. Однією з основних властивостей є напруга, синусоїдальність напруги, симетрія трифазної системи напруги, частота. Кожна властивість зазвичай характеризується показниками якості електроенергії, і необхідна якість регламентується нормативними значеннями показників якості електроенергії.

Висновки за розділом

Створили алгоритм налаштування PQM-703. Прилад може відображати параметри досліджуваної мережі в режимі реального часу та працювати як через дротове, так і через GPRS. Об'єктом дослідження було складське приміщення, яке має однофазну електромережу. Для певної мережі було проведено дослідження різних навантажень. Дослідження точності вимірів було проведено за допомогою розрахунку похибки виміру активної потужності основної гармоніки. Запропоновані дії, що покращують якість електроенергії.

ВИСНОВКИ

У ході виконання кваліфікаційної роботи магістра було виконано дослідження якості мережевої електроенергії з аналізом методів та засобів вимірювання відповідно до стандартів ЄС, а також виконано практичне дослідження мережі складського приміщення.

У першому розділі проаналізували показники якості електричної енергії. Виявили, що є основні та додаткові показники якості електроенергії. Віднайшли, що спотворення, що знижують якість напруги, можуть виникати як при передачі, так і при розподілі електроенергії. Засвідчили, що в Україні на теперішній час діють два стандарти електричної енергії: ГОСТ 13109-97 та ДСТУ EN 50160:2014, що мають низку розбіжностей. З метою уникнення розбіжностей визначення показників якості електричної енергії в Україні має бути здійснений комплекс додаткових заходів щодо приведення національної нормативної бази до вимог стандартів Європейського Союзу.

У другому розділі дослідили способи оцінки якості електричної енергії. Якість електричної енергії можна оцінити двома способами: спотворення, що змінюється у часі та стаціонарне. Одним із найбільш поширених методів є метод середньоквадратичних значень, який базується на апроксимації кривої вхідного сигналу спеціальною функцією. Цей метод гарантує достатню апроксимацію основної частоти електричної мережі. Необхідно також відмітити, що фільтри Калмана широко використовуються для вимірювання показників якості електричної енергії. Швидке перетворення Фур'є є найбільш поширеним інструментом для аналізу параметрів якості електричної енергії. Для підвищення точності виконання перетворення Фур'є використовується багато інших математичних перетворень. Прості (однотипні) спотворення здебільшого ідентифікуються за допомогою розглянутих методів ідентифікації. У світі існує велика кількість компаній, які випускають інструменти для вимірювання параметрів електроенергії, які можна

класифікувати як показники якості електроенергії. Сюди входять вимірювальні системи, реєстратори, спектроаналізатори, спеціалізовані мультиметри та багато іншого. Для подальшого дослідження вибрано пристрій PQM-703, оскільки він пропонує найкраще поєднання налаштувань і спектру функцій.

У третьому розділі створили алгоритм налаштування PQM-703. Прилад може відображати параметри досліджуваної мережі в режимі реального часу та працювати як через дротове, так і через GPRS. Об'єктом дослідження було складське приміщення, яке має однофазну електромережу. Для певної мережі було проведено дослідження різних навантажень. Дослідження точності вимірів було проведено за допомогою розрахунку похибки виміру активної потужності основної гармоніки. Запропоновані дії, щоб покращити якість електроенергії.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. ГОСТ 13109-97 Электрическая энергия. Normы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения: [Введ.01.01.2000]. – К.: Изд-во стандартов, –1998; Госстандарт Украины, с доп. и попр., –1999. – 31 с.
2. ДСТУ EN 50160:2014 (EN 50160:2010, IDT) Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загальної призначеності. [Чинний з 1.10.2014]. – К.: Держстандарт України, – 2014. – 27 с.
3. Протокол про приєднання України до Договору про заснування Енергетичного Співтовариства [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://zakon1.rada.gov.ua>.
4. Автоматизований комплекс визначення показників якості електроенергії / В. О.Мандзій, С. М. Бабюк, І. М. Сисак, В. В. Липницький. // Метрологія та прилади. – 2011. – №1. – С. 34–38.
5. Бунько В.Я. Питання якості електричної енергії в розподільних пристроях систем електропостачання. Молодий вчений. –2016. № 1 (28). Ч. 3. – С. 99-103.
6. Бунько В.Я. Розробка моделі активного фільтра вищих гармонік для забезпечення показників якості електричної енергії / за ред. С.М. Ніколаєнко. –Київ: Національний університет біоресурсів і природокористування України, –2016. Вип. 240. Ч. 1–. С. 264-271.
7. Василега П. О. Електропостачання [Електрон. ресурс]: підручник / П. О. Василега. – Суми : СумДУ, –2019. – 521 с.
8. Володарський Є.Т. Система моніторингу якості електричної енергії в децентралізованих системах електропостачання / Є.Т. Володарський, А.В. Волошко // Східно-Європейський журнал передових технологій. – 2014. – №. 318 (69). – С. 10–18.
9. Єрмілова Н.В., Кислиця С.Г. Навчальний посібник до самостійного

вивчення курсу «Основи метрології і електричних вимірювань» для студентів спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» денної та заочної форм навчання. – Полтава: ПолтНТУ, – 2017. – 141 с.

10. Іванов Л.С., Омаров Ш.А. Обґрунтування необхідності постійного контролю параметрів якості електропостачання для виробничих приміщень// Научно-технический журнал: «Технология приборостроения». – 2020. – 60 с.

11. Казанський С.В. Надійність електроенергетичних систем: навчальний посібник [Текст] / С.В. Казанський, Ю.П. Матеєнко, Б.М. Сердюк. – К.: НТУУ «КПІ», –2011. – 216 с. – ISBN 978-966-622-453-1.

12. Конспект лекцій з дисципліни «Електропостачання промислових підприємств» для студентів напряму 6.050701 – електротехніка і електротехнології, 6.050702 - електромеханіка / Укладачі Є.Д.Хмельницький, О.О.Крупник – Дніпродзержинськ, ДДТУ, – 2016, –126с.

13. Кузнецов В.Г., Шполянський О.Г., Яремчук Н.А. Узагальнений показник якості енергії в електричних мережах і системах. Технічна електродинаміка. –2011. № 3. –С. 46-52.

14. Лежнюк П.Д. Локальні електроенергетичні системи: навч.посібник/Лежнюк П.Д., Собчук Н.В., Слободянюк О.В. – Вінниця: ВНТУ, –2017. – 141 с.

15. Олійник Ю. С. Якість електричної енергії / Ю. С. Олійник // Вісник Харківського національного технічного університету сільського господарства імені Петра Василенка. –2018. - Вип. 196. – С. 113-115.

16. Основи комп'ютерного моделювання: навч. посібник / М.С. Барабаш, П.М. Кір'язєв, О.І. Лапенко, М.А. Ромашкіна. 2-е вид. стер. – К.: НАУ, – 2019. – 492 с.

17. Охріменко В. М. Споживачі електричної енергії : підручник / В. М. Охріменко; –Харків. нац. ун-т міськ. госп-ва ім. О. М. Бекетова. – Харків: ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, – 2019. – 286 с.

18. Романюк, Ю. Ф. Оптимізація режимів електропостачальних систем: конспект лекцій / Ю. Ф. Романюк. – Івано-Франківськ: – ІФНТУНГ, –2018. – 135 с.

19. PQM-703 Керівництво з експлуатації. Сертифікат схвалення системи управління якістю UA.TR.001 AQ 49 Rev.0 (Постанова КМУ №94 від 13.01 2016 року).

20. Бурбело М. Й. Системи електропостачання. Елементи теорії та приклади розрахунків. [Електрон. ресурс]: навч. посіб. / М. Й. Бурбело, О. О. Бірюков, Л. М. Мельничук. – Вінниця: ВНТУ, –2011. – 204 с. – Режим доступу: <http://ir.lib.vntu.edu.ua/bitstream/handle/123456789/11784/Burbelo%20Elektropostachannya%202012.pdf?sequence=1>, вільний (дата звернення: 26.08.22). – Назва з екрана.

Додаток А

SECTION 1 ANALYTICAL PART

1.1 Analysis of electricity quality indicators in power grids

Electricity largely determines the technological processes of production. In most cases, poor quality electricity can be defined as any changes in the supply of electricity that lead to disruptions in the normal course of the production process or damage to equipment, transformers or electric motors.

Foreign studies show that losses from low-quality electricity in European countries reach tens of billions of euros annually. Despite the fact that losses from low-quality electricity tend to increase annually, unfortunately, there is no similar data in Ukraine. Only scientists systematically deal with the problem of electricity quality in our country [1].

There are basic and additional criteria for electricity quality. The main indicators of electricity quality are shown in Figure 1.1.

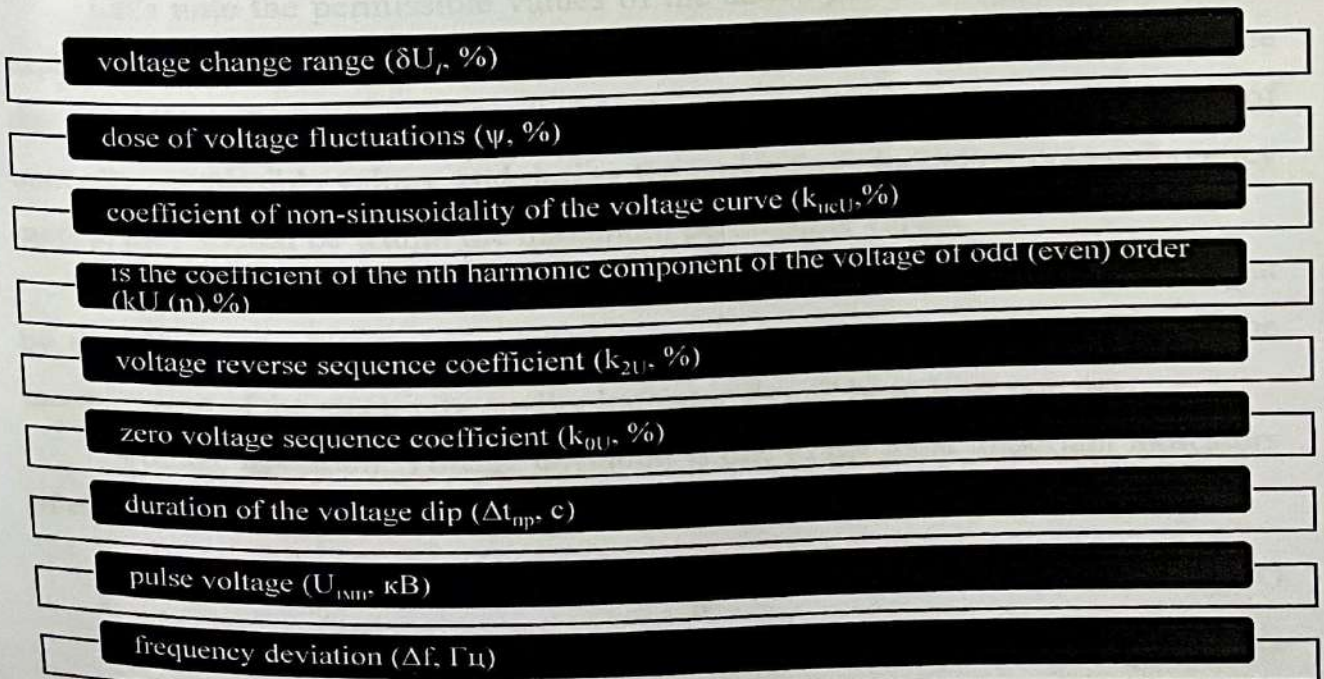


Figure 1.1 - Main indicators of electricity quality

Additional indicators of electricity quality, which are forms of recording the main indicators of electricity quality and are used in other regulatory and technical documents (Figure 1.2).

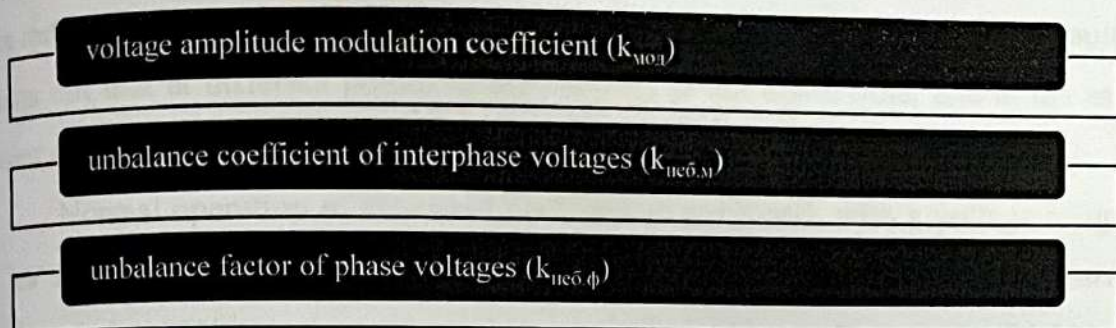


Figure 1.2 - Additional indicators of electricity quality

As you know, there are two main groups of power quality distortions: stationary (or quasi-stationary) and time-varying distortions. Harmonics and interharmonics, voltage fluctuations and voltage unbalance belong to the first group, while voltage transients, voltage undervoltage/overvoltage, voltage interruptions and other high-frequency distortions make up the second group.

Let's note the permissible values of the above power quality indicators, the expressions for their determination and the areas of application. During 95% of the day (22.8 hours), the power quality indicators should not exceed the limits of normally permissible values, and during the entire time, including post-emergency modes, they should be within the maximum permissible values.

Electricity quality control at characteristic points of power grids is carried out by the personnel of the power grid company. In this case, the duration of the measurement of the electricity quality indicator should be at least one day.

Voltage deviation. Voltage deviation is one of the most important indicators of electricity quality. The voltage deviation is calculated by the formula:

$$\delta U_t = \frac{U(t) - U_n}{n} \cdot 100\%; \quad (1.1)$$

where: $U(t)$ is the effective value of the direct sequence voltage of the fundamental frequency, or simply the effective voltage value (with a non-sinusoidal coefficient less than or equal to 5 % at time t , kV;

U_n - rated voltage, kV.

The value of the fundamental frequency inter-phase voltages. Due to changes in loads over time, changes in voltage levels, and other factors, the voltage drop in the network elements and, consequently, the voltage level U_t change. As a result, it turns out that at different points in the network at the same time, and at the same point at different times, voltage deviations are different.

Normal operation of electrical receivers in a network with a voltage of up to 1 kV is ensured provided that the voltage deviation at their input is $\pm 5\%$ (normal value) and $\pm 10\%$ (maximum value). In networks with a voltage of 6 - 20 kV, the maximum voltage deviation is set at $\pm 10\%$.

The power consumed by incandescent lamps is directly proportional to the supplied voltage to the power factor of 1.58, the luminous efficiency of the lamps to the power factor of 2.0, the luminous flux to the power factor of 3.61, and the lamp life to the power factor of 13.57. The operation of fluorescent lamps depends less on voltage deviations. Thus, their service life changes by 4% with a voltage deviation of 1%.

Reduced illumination of workplaces occurs when the voltage drops, which leads to a decrease in employee productivity and impaired vision. At large voltage drops, fluorescent lamps do not light up or flash, which leads to a reduction in their service life. When the voltage increases, the service life of incandescent lamps decreases sharply [2].

The voltage level affects the speed of rotation of induction motors and, consequently, their performance, as well as the reactive power consumption. The latter is reflected in the amount of voltage and power losses in the grid sections.

A decrease in voltage leads to an increase in the duration of the technological process in electrothermal and electrolysis plants, as well as to the impossibility of stable reception of television programs in utility networks. In the latter case, so-called voltage stabilizers are used, which themselves consume significant reactive power and have power losses in steel. Their manufacture requires scarce transformer steel.

To ensure the required voltage on the low-voltage buses of all substations, the so-called counter voltage control in the power center is used. Here, the maximum permissible voltage on the buses of the power supply center is maintained during maximum load mode, and the minimum voltage is maintained during minimum load mode.

In this case, the so-called local voltage regulation is also used at each transformer station by setting the switch of distribution transformers' branches to the appropriate position. In combination with the centralized (in the centralized substation) and local voltage control, regulated and unregulated capacitor banks are used, which are also referred to as local voltage control.

Voltage range. The voltage change range is the difference between the amplitude or effective voltage values before and after a single voltage change and is determined by the formula:

$$\delta U_t = \frac{U_t - U_{t+1}}{\sqrt{2} \cdot U_B} \cdot 100\%; \quad (1.2)$$

where: U_i and U_{i+1} are the values of successive extremes or the horizontal extremes of the envelope of the voltage amplitude values.

The voltage swings include single voltage changes of any form with a repetition rate of two times per minute (1/30 Hz) to once per hour, having an average voltage change rate of more than 0.1 % per second (for incandescent lamps) and 0.2 % per second for other receivers [7].

Rapid voltage changes are caused by the shock mode of operation of metallurgical rolling mill motors of railroad traction units, alkaline steel furnaces, welding equipment, as well as frequent starts of powerful short-circuited induction motors when their starting reactive power is several percent of the short-circuit power.

The number of voltage changes per unit of time, i.e. the voltage change frequency, is calculated by the formula:

$$F = \frac{m}{T}; \quad (1.3)$$

where: m is the number of voltage changes per hour T ,
 T is the total time of observation of voltage swings.

The main requirements for voltage fluctuations are determined by considerations of human vision protection. It has been established that the highest sensitivity of the eye to light flicker is in the frequency range of 8.7 Hz. Therefore, for incandescent lamps that provide working lighting with significant visual strain, the voltage swing is allowed no more than 0.3%, for pumped lamps in the home - 0.4%, for fluorescent lamps and other electrical appliances - 0.6 [3].

The permissible oscillation ranges are shown in Figure 1.3.

Area I corresponds to the operation of pumps and household appliances, Area II to cranes and lifts, Area III to arc furnaces and manual resistance welding, and Area IV to reciprocating compressors and automatic resistance welding.

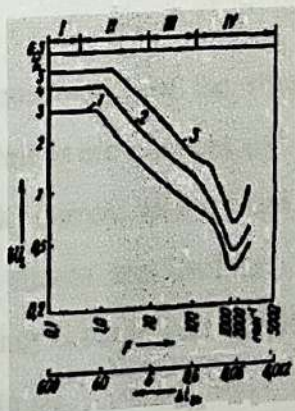


Figure 1.3 - Permissible voltage fluctuations

1 - work lighting with incandescent lamps at high visual intensity, 2 - household incandescent lamps, 3 - fluorescent lamps

To reduce the range of voltage changes in the lighting network, separate power supply of the lighting network receivers and power load from different power transformers, longitudinal capacitive compensation of the power supply network, as well as synchronous electric motors and artificial sources of reactive power (reactors or capacitor banks, the current of which is formed by controlled valves to obtain the required reactive power) are used.

Dose of voltage fluctuations. The dose of voltage fluctuations is identical to the voltage swing and is introduced in existing power grids as they are equipped with appropriate devices. When using the "voltage fluctuation dose" indicator, the assessment of the permissibility of the voltage change range may not be carried out, since the indicators under consideration are interchangeable.

The dose of voltage fluctuations is also an integral characteristic of voltage fluctuations that cause a person to be irritated by flickering light in the frequency range from 0.5 to 0.25 Hz over a set period of time.

The permissible maximum value of the dose of voltage fluctuations (ψ , (%)²) in the electrical network to which the lighting installations are connected shall not exceed 0.018 - with incandescent lamps in rooms where significant visual stress is required; 0.034 - with incandescent lamps in all other rooms; 0.079 - with fluorescent lamps [3].

The coefficient of non-sinusoidality of the voltage curve. When powerful rectifier and converter units, as well as arc furnaces and welding units, i.e. nonlinear elements, operate in the network, current and voltage curves are distorted. Non-sinusoidal current and voltage curves are harmonic oscillations with different frequencies (the industrial frequency is the lowest harmonic, and all other harmonics are higher harmonics in relation to it).

Higher harmonics in the power supply system cause additional energy losses, reduce the service life of capacitor banks, electric motors and transformers, lead to difficulties in setting up relay protection and alarms, as well as operating thyristor-controlled electric drives, etc.

The content of higher harmonics in the electrical network is characterized by the non-sinusoidality coefficient of the voltage curve k_U , which is determined by Eq:

$$k_U(n) = \frac{U_n}{U_H} \cdot 100\%; \quad (1.4)$$

where: N is the order of the last harmonic component taken into account;

U_n is the effective value of the n -th ($n = 2, \dots, N$) harmonic component of the voltage, kV.

The normal and maximum values of $k_n U$ should not exceed 5 and 10 %, respectively: in an electrical network with a voltage of up to 1 kV, 4 and 8 % in an electrical network of 6-20 kV, 3 and 6 % in an electrical network of 35 kV, and 2 and 4 % in an electrical network of 110 kV and above.

To reduce the higher harmonics, power filters are used, which are a series connection of inductive and capacitive resistances tuned to resonate at a certain harmonic. In order to eliminate lower frequency harmonics, converter units with a large number of phases are used.

The coefficient of the n th harmonic component of the voltage is of odd (even) order. The coefficient of the n th harmonic component of the odd (even) order voltage is the ratio of the effective value of the n th harmonic component of the voltage to the effective value of the fundamental frequency voltage:

$$k(n) = \frac{U_n}{U(t)} \cdot 100\%; \quad (1.5)$$

The value of the coefficient $k_U(n)$ determines the spectrum of the n th harmonic components, for the suppression of which the corresponding power filters should be designed [4].

Normal and maximum values should not exceed 3 and 6 %, respectively: in an electrical network with a voltage of up to 1 kV, 2.5 and 5 % in an electrical network of 6-20 kV, 2 and 4 % in a 35 kV electrical network, and 1 and 2 % in an electrical network of 110 kV and above.

Voltage asymmetry. Voltage asymmetry occurs due to the load of single-phase electrical receivers. Since distribution networks with a voltage above 1 kV operate with an isolated or compensated neutral, voltage asymmetry is caused by the appearance of reverse-sequence voltage. The asymmetry is manifested in the form of an inequality between line and phase voltages and is characterized by the voltage reverse sequence factor:

$$k_{U(1)} = \frac{U_{2(1)}}{U_H} \cdot 100\%; \quad (1.6)$$

where: $U_{2(1)}$ is the effective value of the reverse sequence voltage of the fundamental frequency of the three-phase voltage system, kV. The value of $U_{2(1)}$ can be obtained by measuring three fundamental frequency voltages, $U_{A(1)}$, $U_{B(1)}$, $U_{C(1)}$. Then:

$$k_{2(1)} = \frac{\sqrt{3}(U_{A(1)y_A} + U_{B(1)y_B} + U_{C(1)y_C})}{y_A + y_B + y_C}; \quad (1.7)$$

where: y_A , y_B and y_C are the conductivities of phases A, B and C of the receiver.

In networks with a voltage above 1kV, voltage asymmetry is manifested mainly due to single-phase electrothermal installations (indirect arc furnaces, resistance furnaces, induction channel furnaces, electric slag remelting installations, etc.)

The presence of reverse-sequence voltage leads to additional heating of the excitation windings of synchronous generators and an increase in their vibration, additional heating of electric motors and a sharp reduction in the service life of their insulation, a decrease in the reactive power generated by power capacitors, additional heating of lines and transformers, an increase in the number of false alarms of relay protection, etc.

On the terminals of symmetrical electrical receivers, the normally permissible asymmetry factor is 2%, and the maximum permissible is 4% [5].

The effect of asymmetry is significantly reduced when single-phase power is supplied to single-phase power consumers from separate transformers, as well as when controlled and uncontrolled symmetrizing devices are used to compensate for the equivalent reverse-sequence current consumed by single-phase loads.

In four-wire networks with voltages up to 1 kV, the asymmetry caused by single-phase receivers connected to phase voltages is accompanied by the passage of current in the neutral conductor and, consequently, the appearance of a neutral sequence voltage.

$$k_{OU} = \frac{U_{o(1)}}{U_{H\phi}} \cdot 100\%; \quad (1.8)$$

where: $U_{0(1)}$ is the effect of the value of the zero-sequence voltage of the fundamental frequency, kV;

$U_{n.f.}$ is the nominal value of the phase voltage, kV.

The value of $U_{0(1)}$ is determined by measuring three phase voltages of the fundamental frequency:

$$U_{o(1)} = \frac{y_A U_{A(1)} + y_B U_{B(1)} + y_C U_{C(1)}}{y_A + y_B + y_C + y_O}; \quad (1.9)$$

where: y_A, y_B, y_C, y_O are the conductivities of the receiver phases A, B, C and the neutral conductor;

$U_{A(1)}, U_{B(1)}, U_{C(1)}$ are the current values of the phase voltage.

The permissible value of $U_{0(1)}$ is limited by the requirements for voltage deviation, which are satisfied by a zero sequence factor equal to 2 % as a normal level and 4 % as a maximum level [6]. This value can be reduced by rational distribution of single-phase load between phases, as well as by increasing the neutral conductor cross-section to the cross-section of phase conductors and by using transformers in a distribution network with a star-zigzag connection group.

Voltage dip and voltage dip intensity. A voltage dip is a sudden significant decrease in voltage at a point in the power grid, followed by a restoration of the voltage to the initial or close to it level after a period of time from several periods to several tens of seconds.

The duration of the voltage dip Δt_d is the time interval between the initial moment of the voltage dip and the moment of voltage restoration to the initial or close to it level (Fig. 1.4), i.e. $\Delta t_d = t_{\text{from}} - t_{\text{on}}$.

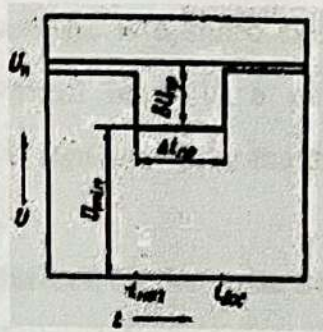


Figure 1.4 - Duration and depth of voltage dip

The value of Δt_{drop} ranges from several periods to several tens of seconds. The voltage dip is characterized by the intensity and depth of the dip δU_d , which is the difference between the rated voltage value and the minimum effective voltage value U_{min} during the voltage dip, and is expressed as a percentage of the rated voltage value or in absolute units [7].

The value of δU_{pr} is determined as follows:

$$\delta U_{\text{np}} = \frac{U_H - U_{\text{min}}}{U_H} \cdot 100\%; \quad (1.10)$$

Or:

$$\delta U_{\text{np}} = U_H - U_{\text{min}}; \quad (1.11)$$

The intensity of voltage dips m^* is the frequency of voltage dips of a certain depth and duration in the network:

$$M^* = \frac{m(\delta U_{\text{np}} \cdot \Delta t_{\text{np}})}{M} \cdot 100\%; \quad (1.12)$$

where: $m(\delta U_{\text{pr}}, \Delta t_{\text{pr}})$ is the number of voltage dips with a depth δU_{pr} and duration Δt_{pr} per hour T ;

M is the total number of voltage dips per hour T .

Some types of electrical receivers (computers, power electronics) are sensitive to voltage dips, which occur in most cases during short circuits in the network, so power supply projects for such receivers should include measures to reduce the duration, intensity and depth of voltage dips. GOST does not specify the permissible values of the duration of voltage dips.

Impulse voltage. Impulse voltage is a sharp change in voltage followed by restoration of voltage to the normal level in a period of time from several microseconds to 10 milliseconds. It represents the maximum instantaneous value of the pulse voltage U_{imp} (Fig. 1.5).

The pulse voltage is characterized by the pulse amplitude U'_{imp} , which is the difference between the voltage pulse and the instantaneous value of the fundamental frequency voltage corresponding to the moment of the pulse start. Pulse duration t_{imp} is the time interval between the initial moment of the voltage pulse and the moment when the instantaneous voltage value returns to the normal level. The duration of the pulse $t_{imp0.5}$ can be calculated by the level of 0.5 of its amplitude (Fig. 1.5) [8].

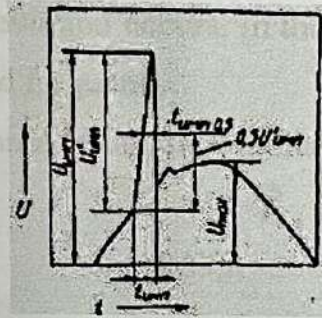


Figure 1.5 - Pulse voltage

The pulse voltage is determined in relative units by the formula:

$$\delta U_{imp} = \frac{U_{imp}}{\sqrt{2} - U_H}; \quad (1.13)$$

Such electrical devices as computers, power electronics, etc. are also sensitive to voltage pulses. Pulse voltages are caused by switching in the power grid. Measures to reduce impulse voltages should be considered when developing specific power supply projects. The permissible values of the impulse voltage are not specified by GOST [19].

Frequency deviation. Frequency changes are caused by changes in the total load and the characteristics of turbine speed controllers. Large frequency deviations occur as a result of slow regular load changes with insufficient active power reserve.

Voltage frequency, unlike other phenomena that deteriorate the quality of electricity, is a system-wide parameter: all generators connected to the same system generate electricity at the same frequency - 50 Hz [9].

According to Kirchhoff's first law, there is always a strict balance between power generation and power output. Therefore, any change in load power causes a change in frequency, which leads to a change in the generators' active power output, for which purpose the turbine-generator units are equipped with devices that allow regulating the flow of energy to the turbine depending on changes in the frequency in the electrical system.

At a certain load increase, it turns out that the capacity of the turbine-generator units is exhausted. If the load continues to increase, the balance is established at a lower frequency - a frequency deviation occurs. In this case, there is a shortage of active power to maintain the rated frequency.

The deviation of the fraction Δf from the nominal value f_n can be found using the following formula:

$$\Delta f = f - f_n; \quad (1.14)$$

where: f is the current frequency value in the system.

Changes in frequency exceeding 0.2 Hz significantly affect the technical and economic performance of electrical receivers, so the normal permissible value of the frequency deviation is ± 0.2 Hz, and the maximum permissible value of frequency deviations is ± 0.4 Hz. In post-emergency modes, the frequency deviation is allowed from +0.5 Hz to - 1 Hz for no more than 90 hours per year.

Deviation of the frequency from the nominal frequency leads to an increase in energy losses in the network, as well as to a decrease in the productivity of technological equipment.

Voltage amplitude modulation coefficient and unbalance coefficient of phase-to-phase and phase voltages. The voltage amplitude modulation coefficient characterizes voltage fluctuations and is equal to the ratio of the largest and smallest amplitudes of the modulated voltage taken over a certain time interval to the nominal or base voltage value:

$$k_{\text{мод}} = \frac{U_{\text{нб}} - U_{\text{нм}}}{2\sqrt{2} \cdot U_{\text{H}}}; \quad (1.15)$$

where: $U_{\text{нб}}$ and $U_{\text{нм}}$ are the largest and smallest amplitudes of the modulated voltage, respectively [10].

The unbalance coefficient of the interphase voltages $k_{\text{неб.мф}}$ characterizes the asymmetry of the interphase voltages and is equal to the ratio of the unbalance magnitude of the interphase voltages to the rated voltage value:

$$k_{\text{неб.мф}} = \left(\frac{U_{\text{нб}} - U_{\text{нм}}}{U_{\text{H}}} \right) \cdot X \cdot 100\%; \quad (1.16)$$

where: $U_{\text{нб}}$ and $U_{\text{нм}}$ are the highest and lowest values of the three phase-to-phase voltages.

The phase voltage unbalance factor $k_{\text{неб.ф}}$ characterizes the asymmetry of the phase voltages and is equal to the ratio of the phase voltage unbalance to the rated value of the phase voltage:

$$k_{\text{неб.ф}} = \left(\frac{U_{\text{нб.ф}} - U_{\text{нм.ф}}}{U_{\text{н.ф}}} \right) \cdot X \cdot 100\%; \quad (1.17)$$

where: $U_{\text{нб}}$ and $U_{\text{нм}}$ are the highest and lowest values of the three phase voltages,

$U_{\text{н.ф}}$ is the nominal value of the phase voltage.

1.2 Analysis of types of power quality distortions

Distortions that reduce voltage quality can occur both in the transmission and distribution of electricity (Fig. 1.6).

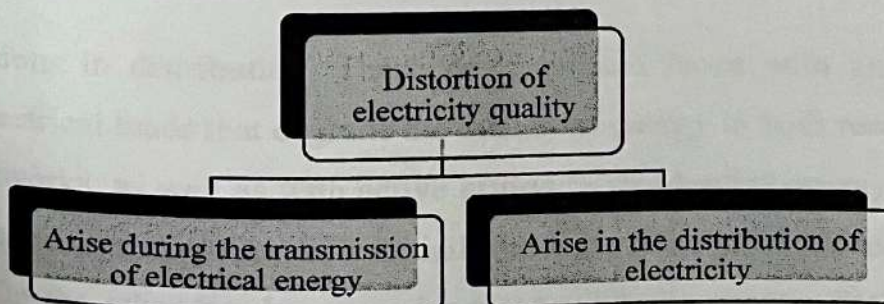


Figure 1.6 - Distortions that reduce voltage quality

Transmission distortion occurs because overhead power lines are exposed to atmospheric phenomena due to their considerable length. Different types of atmospheric electricity discharges (lightning) cause different types of distortions, surges, voltage drops, and complete power outages. The duration and degree of distortion depend on the structure of the network and the time required for its reconfiguration. The causes of overvoltage due to lightning strikes are usually considered external to the grid.

Other types of distortions occur in the process of grid management, during load shedding or unexpected load increases. Although the latter type of distortion is quite rare, as large loads are usually connected to the grid gradually. This does not apply to sudden load surges, which are most often the result of accidents [12].

Intra-grid sources of distortion are shown in Figure 1.7.

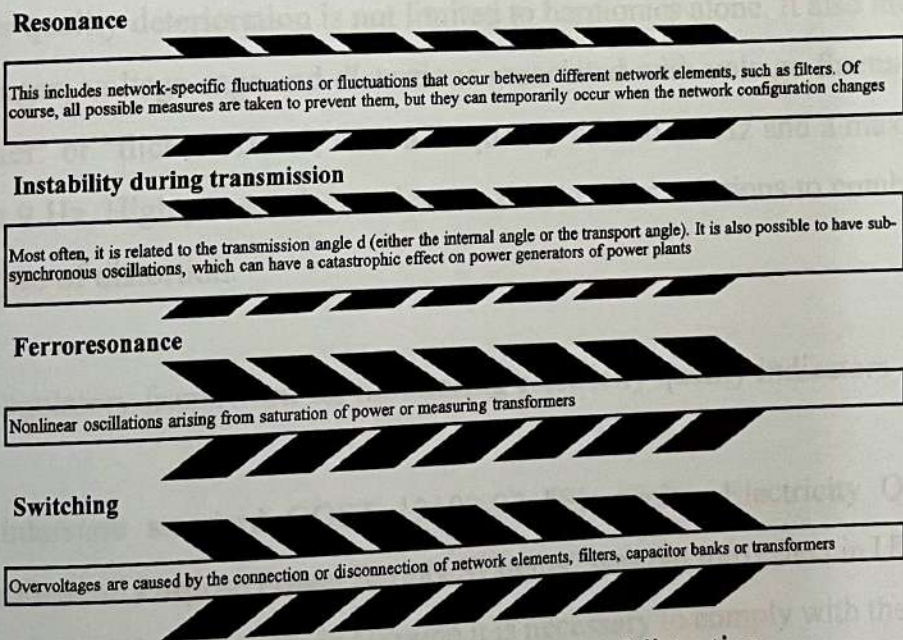


Figure 1.7 - In-network sources of distortion

Distortions in distribution. These days, we are faced with an increasing number of electrical loads that degrade the quality of energy in both residential and industrial networks, as well as with active efforts to standardize energy. The latter approach is quite controversial, as it initially imposes fines on producers and even consumers. On the other hand, companies responsible for energy distribution are

usually not responsible for the short-circuit capacity or the impedance structure of the network [13].

Power electronics causes a deterioration in power quality, but compared to other types of conversion, it is characterized by having its own means of combating this deterioration. For many years, passive filters have been used in conjunction with high-power thyristor or diode converters.

Nowadays, closing electronic elements such as IGBT (insulated gate bipolar transistor), GTO (gate thyristor) or IGCT (integrated gate thyristor with control unit) have appeared on the market, making it possible to produce converters capable of improving energy quality. Active filters for low voltages have become a reality, the possibility of their use at medium voltages has been proven, and this technology will be actively developed in the coming years [14].

Power quality deterioration is not limited to harmonics alone. It also includes voltage changes, voltage sags and distortions associated with voltage fluctuations, called "flicker" or "flicker effect", with a frequency of 1 to 30 Hz and a maximum distortion at 9 Hz. High power electronics are able to offer solutions to combat the last three types of distortion.

1.3 Regulatory framework for monitoring electricity quality indicators

The interstate standard GOST 13109-97 "Electricity. Electricity Quality Standards in General Purpose Power Supply Systems" was put into effect in Ukraine on January 1, 2000 [1]. Of course, in Ukraine it is necessary to comply with the rules of this standard. The quality of electricity is defined as the degree of compliance of actual values of electricity parameters with the requirements of GOST 13109-97, the main ones of which are shown in Table 1.1. Problems with electricity include any deviation of voltage parameters from the standard values of electricity quality.

Electricity consumers have the right to receive electricity with quality characteristics defined by state standards in accordance with Article 25 of the Law of Ukraine "On Electricity".

Table 1.1 - Permissible deviation values of electricity quality indicators

Name of the indicator	Permissible value of the indicator	
	normal	marginal
Voltage deviation	$\pm 5^*$	$\pm 10^*$
Flicker dose, relative units: short-term prolonged		1,38 1,00
Distortion coefficient of the sinusoidal voltage curve, %, not more than	8	12
Odd (even) order harmonic voltage component coefficient, %, not more than	5 (2)	7,5 (3)
Voltage asymmetry, %	2	4
Duration of voltage failure, c		30
Frequency deviation, Hz	$\pm 0,2$	$\pm 0,4$

In addition, pursuant to clause 5.20 of the "Rules for the Use of Electricity", "the relevant agreements shall specify the quality indicators of electricity provided by the electricity supplier". The list of important indicators of electricity quality is determined by the parties to the contract in accordance with state standards after taking into account and agreeing on the proposals of the supplier and the consumer. The contract specifies the methods and conditions for monitoring electricity quality indicators. The parties to the contract are obliged to comply with the agreed list of quality indicators.

In accordance with the Law of Ukraine No. 2787-VI of December 15, 2010 "On Ratification of the Protocol on Ukraine's Accession to the Treaty Establishing the Energy Community" [2], Ukraine became a member of the Energy Community on February 1, 2011. As a result, the country has to make significant efforts to adapt its regulatory framework in the field of electrical engineering and energy to EU standards and directives.

GOST 13109-97 establishes the maximum permissible value of the short-term dose of a flicker with a cut-off shape of 1.38, and the long-term dose of 1.0 for voltage fluctuations. In rooms with significant visual stress, the short-term dose of the flicker is 1, and the long-term dose of the flicker is 0.74 at the points of general connection of incandescent lamps GOST 13109-97 establishes the maximum

permissible value of the short-term dose of a flicker with a cut-off shape of 1.38, and the long-term dose of 1.0 for voltage fluctuations. In rooms with significant visual stress, the short-term dose of the flicker is 1, and the long-term dose of the flicker is 0.74 at the points of general connection of incandescent lamps GOST 13109-97 establishes the maximum permissible value of the short-term dose of a flicker with a cut-off shape of 1.38, and the long-term dose of 1.0 for voltage fluctuations. In rooms with significant visual stress, the short-term dose of the flicker is 1, and the long-term dose of the flicker is 0.74 at the points of common connection of incandescent lamps:

1. Voltage deviation. GOST 13109-97 defines the permissible and maximum permissible voltage deviation, which is $\pm 5\%$ of U_n and $\pm 10\%$ of U_n , respectively. The state standard DSTU EN 50160:2014 defines the voltage deviation within $\pm 10\%$ of U_n . In conditions where electricity is supplied by power grids without connection to the IPS or to particularly remote grid users, voltage changes should not exceed the value from -15% to $+10\%$ of U_n . It should be noted that this standard does not provide for the use of the terms "permissible" and "limit" voltage deviation values.

2. Frequency deviation. In GOST 13109-97, the permissible frequency deviation is ± 0.2 Hz, and the maximum permissible deviation is ± 0.4 Hz. DSTU EN 50160:2014 distinguishes between frequency deviations for two types of systems:

- for systems that are synchronously connected to the IPS - 50 Hz $\pm 1\%$ for 99.5% of the time per year; 50 Hz $+4\%/-6\%$ for 100% of the measurement time;
- for systems that operate without synchronous connection to the IPS: 50 Hz $\pm 2\%$ for 95 % of the time per week; 50 Hz $\pm 15\%$ for 100 % of the measurement time.

3. The term "voltage unbalance", as defined in GOST 13109-97, is identical to the term "unbalance of supply voltages" in DSTU EN 50160:2014. At the points of general connection to four-wire power grids, the first document defines the normally permissible and maximum permissible values of the voltage unbalance coefficient in the reverse and zero sequences to be 2% and 4%, respectively (on average for 3 seconds). In accordance with DSTU EN 50160:2014, the only method

for determining voltage unbalance is the reverse sequence. According to the standard, under normal operating conditions, 95 percent of the rms values of the reverse-sequence voltage should be between 0 and 2 percent of the forward-sequence voltage. These values were evaluated over a 10-minute period.

4. Flicker dose. GOST 13109-97 sets the maximum permissible value of the short-term flicker dose for voltage fluctuations with a cut-off shape at 1.38, and the long-term dose at 1.0. At the points of general connection of electricity consumers with incandescent lamps, the short-term flicker dose is 1, while the long-term flicker dose is 0.74.

According to DSTU EN 50160:2014, under normal operating conditions in any weekly period, the long-term flicker rate caused by voltage fluctuations should not exceed 1 for 95 percent of the consumption time.

5. Distortion coefficient of the sinusoidal voltage curve. Normal and maximum permissible values of the distortion coefficient for different classes of rated voltage are given in Table 1.2 according to GOST 13109-97.

Table 1.2 - Values of the distortion coefficient of the sinusoidal voltage curve

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

As specified in DSTU EN 50160:2014, the total harmonic distortion factor of the SCGC (NEAN) of the supply voltage may not exceed 8% of the effective value of the fundamental frequency voltage.

6. The values of the coefficient of the n th harmonic component of the voltage are given in Table 1.3 (selectively).

The issue of non-compliance of these standards with the nominal values of low voltage also requires a detailed study. While European standards specify 230/400 V, many national standards specify 220/380 V.

Their appearance is associated with the existence of consumers with nonlinear loads, such as computers, thyristor converters, etc. In addition to energy distortion, a significant flow of reactive power occurs to the external power grid. This worsens the quality of work of other electricity consumers and requires the use of automatic reactive power compensation devices or other devices that change the shape of the input current.

Table 1.3 - Values of the nth harmonic component of voltage

GOST 13109-97					DSTU EN 50160:2014		
n	HH	SN		VN	HH	SN	VN
		6-10 кВ	35 кВ				
Odd harmonics are not a multiple of 3							
5	6,0	4,0	3,0	1,5	6,0	6,0	5,0
7	5,0	3,0	2,5	1,0	5,0	5,0	4,0
11	3,5	2,0	2,0	1,0	3,5	3,5	3,0
13	3,0	2,0	1,5	0,7	3,0	3,0	2,5
Odd harmonics in multiples of 3							
3	5,0	3,0	3,0	1,5	5,0	5,0	3,0
9	1,5	1,0	1,0	0,4	1,5	1,5	1,3
15	0,3	0,3	0,3	0,2	0,5	0,5	0,5
21	0,2	0,2	0,2	0,2	0,5	0,5	0,5
Even harmonics							
2	2,0	1,5	1,0	0,5	2,0	2,0	1,9
4	1,0	0,7	0,5	0,3	1,0	1,0	1,0
6	0,5	0,3	0,3	0,2	0,5	0,5	0,5
8	0,5	0,3	0,3	0,2	0,5	0,5	0,5
10	0,5	0,3	0,3	0,2	0,5	0,5	0,5

According to part five of Article 24 of the Law of Ukraine "On Electricity" (the "Law"), electricity transmission organizations are obliged to ensure reliable and high-quality supply (transportation) of energy from electricity facilities through proper technical condition and organization of operation of electricity facilities in accordance with the requirements of the law, regulatory and technical documents, and regulations on the technical operation of power plants and networks.

Article 24(14) stipulates that the energy supplier is responsible for the supply of electricity if the quality parameters of which go beyond the conditions specified

in the electricity supply agreement. In this case, the energy supplier is liable in the form of a fine of 25 percent of the cost of such electricity.

On the other hand, Article 25 of the Law guarantees that consumers have the right to receive electricity whose quality characteristics are determined by state standards.

The Rules for the Use of Electricity, approved by Resolution of the National Electricity Regulatory Commission of Ukraine No. 28 dated 31.07.1996, registered with the Ministry of Justice of Ukraine on 02.08.1996 under No. 417/1442 (as amended) (the "PCEE"), regulate the relations arising from the sale and purchase of electricity between electricity producers or suppliers and consumers in the retail electricity market.

Pursuant to clause 1.1, subparagraph 2 of the PCEE, these Rules apply to all legal entities and individuals, except for households.

Pursuant to subparagraph 2 of paragraph 8.2 of the PCEE, an electricity supplier at a regulated tariff is obliged to ensure the supply of electricity with quality characteristics that meet the parameters set by state standards and specified in the contract.

Clause 8.5 of the PCEE states that if the quality parameters of electricity supply exceed the indicators specified in the electricity supply agreement, the supplier at a regulated tariff is liable to the consumer in the amount of 25 percent of the total volume of electricity supply.

The Rules for the Use of Electricity for Residential Customers, approved by Resolution of the Cabinet of Ministers of Ukraine No. 1357 dated 26.07.99 (as amended) (the "PCER"), govern the relationship between residential consumers and energy suppliers.

Pursuant to clause 38 of the PCEEU, energy suppliers are obliged to ensure reliable supply of electricity in accordance with the terms of the license and contract; notify household consumers in writing and orally, including by means of communication, of violations of electricity supply or quality parameters; and take

measures to restore electricity supply and quality indicators in accordance with the standards.

Pursuant to paragraphs 49-51 of the PCEEP, if the energy supplier does not fulfill the terms of the contract, the household consumer shall call a representative of the energy supplier to draw up and sign a claim statement of the household consumer, which contains the terms, types, deviations of service indicators, etc. A standard form of the claim report is provided in Appendix 2 to the PCER.

The household consumer submits a claim report to the energy supplier, which, within ten days, eliminates the problem or provides the household consumer with a justified refusal to satisfy his or her claims.

If the energy supplier refuses to carry out the necessary measurements of electricity quality parameters, the household consumer has the right to independently organize these measurements in accordance with the provisions of clause 52 of the PCEEP. An organization that has the appropriate authority or certificates may carry out measurements of electricity quality parameters. In this case, the household consumer must reimburse the energy supplier for the costs.

In addition, it should be noted that in accordance with clause 5.1 of GOST 13109-97, the assessment of compliance of electricity quality with the specified standards is carried out within a billing period of 24 hours.

In accordance with clause 6.1 of GOST 13109-97, the minimum measurement time interval is 24 hours, which corresponds to the billing period, so that the values of the measured indicators of electricity quality are appropriate, except for the duration of the voltage drop, pulse voltage and temporary overvoltage coefficient.

In addition, in accordance with the provisions of subparagraphs 11 and 15 of paragraph 4 of the Regulation on State Energy Supervision of Electricity and Heat Consumption Regimes, approved by Resolution of the Cabinet of Ministers of Ukraine No. 929 of 07.08.96 (as amended), one of the tasks and functions of the State Inspectorate for Energy Supervision of Electricity and Heat Consumption Regimes (hereinafter - Derzhenergonadzor) is to supervise, within its competence,

the compliance of electricity quality indicators with the requirements of regulatory documents and technical specifications.

Thus, the State Energy Supervision Service is responsible for supervising electricity quality indicators [11].

Conclusions on the section

We have analyzed the indicators of electricity quality. We found that there are basic and additional indicators of electricity quality. We found that distortions that reduce the quality of voltage can occur both in the transmission and distribution of electricity. We testified that there are currently two electricity standards in Ukraine: GOST 13109-97 and DSTU EN 50160:2014, which have a number of discrepancies. In order to avoid discrepancies in the definition of electricity quality indicators in Ukraine, a set of additional measures should be taken to bring the national regulatory framework in line with the requirements of the European Union standards.

ДОДАТОК Б

Публікація наукових тез до роботи

**МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
«ПОЛТАВСЬКА ПОЛІТЕХНІКА ІМЕНІ ЮРІЯ КОНДРАТЮКА»**

ЗБІРНИК НАУКОВИХ ПРАЦЬ

за матеріалами ІХ Всеукраїнської науково-практичної конференції

**«ЕЛЕКТРОННІ ТА МЕХАТРОННІ СИСТЕМИ:
ТЕОРІЯ, ІННОВАЦІЇ, ПРАКТИКА»**

10 листопада 2023 року



Полтава 2023

Н.В. Єрмілова, Ю.С. Ярошенко МЕТОДИ ПІДВИЩЕННЯ ЕНЕРГОЕФЕКТИВНОСТІ ТА НАДІЙНОСТІ ОБЛАДНАННЯ БУРОВИХ УСТАНОВОК ДЛЯ ЕЛЕКТРОБУРІННЯ.....	124
М.А. Штомпель, В.Ю. Швидкий АНАЛІЗ ТЕХНОЛОГІЙ ПАСИВНИХ ОПТИЧНИХ МЕРЕЖ.....	126
В.Д. Рубан ІНТЕГРАЦІЯ ТЕХНОЛОГІЙ ШТУЧНОГО ІНТЕЛЕКТУ У ТЕЛЕКОМУНІКАЦІЙНІ СИСТЕМИ ТА МЕРЕЖІ. КЛЮЧОВІ НАПРЯМКИ РОЗВИТКУ ТА ВИКЛИКИ.....	128
В.О. Янковський ОГЛЯД СУЧАСНИХ МЕТАЛООБРОБНИХ ВЕРСТАТІВ.....	131
П.Є. Пустовойтов, В.С. Бреславець, Д.В. Удалов, Г.Ю. Мартиненко КОНЦЕПЦІЯ ДЕНОРМАЛІЗАЦІЇ БАЗИ ДАНИХ У РОЗРОБЦІ ПРОГРАМНИХ КОМПЛЕКСІВ.....	132
А.В. Трет'як, Д.А. Здоровченко ОСОБЛИВОСТІ ДОСЛІДЖЕННЯ ЯКОСТІ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ В УКРАЇНІ.....	133
В.В. Гавриленко, А.В. Озарков ІНСТРУМЕНТАРІЙ РОЗРОБКИ ПРИКЛАДНИХ ІНФОРМАЦІЙНИХ СИСТЕМ З ВИКОРИСТАННЯМ ТЕХНОЛОГІЙ ШТУЧНОГО ІНТЕЛЕКТУ.....	137

ЛІТЕРАТУРА:

1. Michael J. Donahoo, Gregory D. Speegle (2010) *SQL Practical Guide for Developers*. Morgan Kaufmann
2. Kleppmann, M. (2017). *Designing Data-Intensive Applications*. O'Reilly Media.
3. Winand, M. (2012). *SQL Performance Explained*. Markus Winand
4. Kyte, T. A. (2003). *SQL Performance Tuning*. O'Reilly Media
5. Jon Heller (2022) *Pro Oracle SQL Development Best Practices for Writing Advanced Queries*. Apres
6. Bill Karwin (2022) *SQL Antipatterns, Volume 1: Avoiding the Pitfalls of Database Programming*. Pragmatic Bookshelf
7. Frank Solomon, Prashanth Jayaram, Awni Al Saqqa. (2019) *The SQL Workshop A New, Interactive Approach to Learning SQL*. Packt Publishing

THE CONCEPT OF DATABASE DENORMALIZATION IN THE DEVELOPMENT OF SOFTWARE COMPLEXES

P. Pustovoitov,

V. Breslavets,

D. Udalov,

H. Martynenko

National Technical University «Kharkiv Polytechnic Institute»

УДК 621.311

А.В. Трет'як, к.т.н., доцент,

Д.А. Здоровченко, магістрант

Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»

ОСОБЛИВОСТІ ДОСЛІДЖЕННЯ ЯКОСТІ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ В УКРАЇНІ

З 1 жовтня 2014 року в Україні введено в дію ДСТУ EN 50160:2014, який є ідентичним європейському стандарту EN 50160:2010. Але, при цьому міждержавний стандарт ГОСТ13109-97 не втратив чинності, тобто, в Україні

існують два стандарти, в яких є деякі норми щодо якості напруги електропостачання, що суперечать один одному.

Таблиця 1

Показник	Допустиме значення показника	
	ДСТУ EN 50160:2014	ГОСТ13109-97
Відхилення напруги	визначає відхилення напруги у межах $\pm 10\%$ від U_n . До особливо віддалених користувачів зміни напруги не мають перевищувати значення від -15% до $+10\%$ від U_n . Не передбачає використання термінів «допустимого» та «граничного» значення відхилення напруги	визначає допустиме та гранично допустиме відхилення напруги, які становлять відповідно $\pm 5\%$ від U_n та $\pm 10\%$ від U_n
Відхилення Частоти	- для систем, які синхронно підключено до ОЕС – $50 \text{ Гц} \pm 1\%$ протягом $99,5\%$ часу за рік; $50 \text{ Гц} +4\%/-6\%$ протягом 100% часу вимірювання; - для систем, які функціонують без синхронного підключення до ОЕС: $50 \text{ Гц} \pm 2\%$ протягом 95% часу за тиждень; $50 \text{ Гц} \pm 15\%$ протягом 100% часу вимірювання	допустиме відхилення частоти становить $\pm 0,2 \text{ Гц}$, а гранично допустиме $\pm 0,4 \text{ Гц}$
Несиметрія напруги	небаланс напруги визначається лише за зворотною послідовністю. В стандарті прописано, що 95% середньоквадратичних значень напруги зворотної послідовності мають бути в межах від 0% до 2% від напруги прямої послідовності, за нормальних робочих умов, усереднених на 10 -хвилинному проміжку	визначає нормально допустиме та гранично допустиме значення коефіцієнта несиметрії напруги як за зворотною, так і за нульовою послідовностями в точках загального приєднання до чотирипровідних електричних мереж з номінальною напругою $0,38 \text{ кВ}$, що дорівнює 2% і 4% відповідно (усереднено за 3 с)
Доза флікера	за нормальних робочих умов у будь-якому тижневому періоді показник довгочасного флікера, спричинений коливанням напруги, має бути не більшим 1 для 95% часу споживання	для короткочасної дози флікера за коливання напруги з формою, що відрізняється від меандра, рівною $1,38$, та для довгочасної – $1,0$. В точках загального підключення споживачів електричної енергії, які мають лампи накаливання в приміщеннях, де потребується значна зорова напруга, рівно 1 для короткочасної дози флікера та $0,74$ для довгочасної
Коефіцієнт викривлення синусоїдальності кривої напруги	сумарний коефіцієнт гармонічних спотворень СКГС напруги електропостачання має бути не більшим 8% від діючого значення напруги основної частоти	визначено нормально та гранично допустимі значення коефіцієнту викривлення для різних класів номінальної напруги

Питання невідповідності зазначених стандартів номінальних значень низької напруги також заслуговує окремого розгляду. Незважаючи на те, що європейські стандарти вимагають значення $230/400 \text{ В}$, багато національних стандартів вимагають значення $220/380 \text{ В}$.

На світовому ринку є багато компаній, які випускають інструменти для вимірювання параметрів електроенергії, які можна класифікувати як показники якості електроенергії (ПЯЕ). Сюди входять вимірювальні системи, реєстратори, спектроаналізатори та спеціалізовані мультиметри.

Деякі прилади можуть бути незручними та функціонально складними. Через те, що кожен прилад контролю ПЯЕ має свої конструктивні або програмні недоліки, дуже важко знайти ідеальний прилад, який задовольнив би всі потреби.



Рис. 1. Найпоширеніші прилади контролю ПЯЕ
 а) «Парма РК3.02»; б) АКЕ-824; в) PQM-703

Використання того чи іншого приладу вимірювання ПЯЕ повинно бути економічно обгрунтованим та логічним з точки зору функціональних особливостей.

Розрізняють основні та додаткові критерії якості електроенергії. Основні показники якості електроенергії представлені на рисунку 2.



Рис. 2. Основні показники якості електричної енергії

Додаткові показники якості електроенергії, що представляють собою форми записи основних показників якості електроенергії та використовувані в інших нормативно-технічних документах (рис.3).

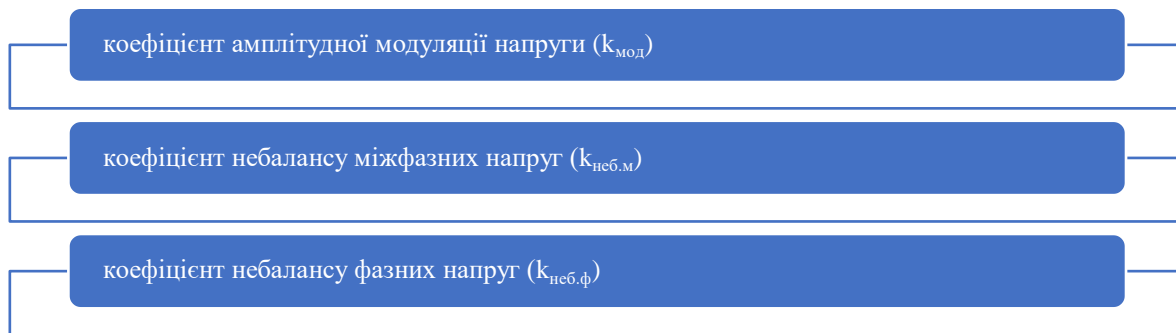


Рис. 3. Додаткові показники якості електричної енергії

Як відомо, існує дві основні групи спотворень якості електричної енергії: стаціонарні (або квазістаціонарні) і спотворення, що змінюються у часі.

Для поліпшення енергоефективності електричних мереж потрібно виробляти шляхом зниження втрат електроенергії, які зумовлені низькою якістю. Заходи щодо підвищення якості електроенергії поділяють на технічні та організаційно-технічні.

Якість електроенергії складається з багатьох характеристик. Напруга, синусоїдальність напруги, частота та симетрія трифазної системи напруги є одними з основних властивостей. Показники якості електроенергії зазвичай описують кожну властивість, і нормативні значення показників якості електроенергії регулюють необхідну якість. Щоб вирішити проблему підвищення якості електроенергії, необхідно впровадити організаційно-технічні заходи, зокрема АСКОЕ, оскільки це найефективніший спосіб зменшення втрат електроенергії. А також з метою уникнення розбіжностей визначення ПЯЕ в Україні має бути здійснених комплекс додаткових заходів щодо приведення національної нормативної бази до вимог стандартів Європейського Союзу.

ЛІТЕРАТУРА:

1. ГОСТ 13109-97 Электрическая энергия. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения: [Введ.01.01.2000]. – К.: Изд-во стандартов, 1998; Госстандарт Украины, с доп. и попр., 1999. – 31 с.
2. ДСТУ EN 50160:2014 (EN 50160:2010, IDT) Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загальної призначеності. [Чинний з 1.10.2014]. – К.: Держстандарт України, 2014. – 27 с.
3. Бунько В.Я. Питання якості електричної енергії в розподільних пристроях систем електропостачання. Молодий вчений. 2016. № 1 (28). Ч. 3. С. 99-103.
4. Казанський С.В. Надійність електроенергетичних систем: навчальний посібник [Текст] / С.В. Казанський, Ю.П. Матєєнко, Б.М. Сердюк. – К.: НТУУ «КПІ», 2011. – 216 с. – ISBN 978-966-622-453-1.
5. Охріменко В. М. Споживачі електричної енергії : підручник / В. М. Охріменко ; Харків. нац. ун-т міськ. госп-ва ім. О. М. Бекетова. – Харків :

ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2019. – 286 с.

**FEATURES OF ELECTRICAL QUALITY RESEARCH ENERGY IN
UKRAINE**

A. Tretiak, Ph.D., Associate Professor,

D. Zdorovchenko, student

National University «Yuri Kondratyuk Poltava Polytechnic

ДОДАТОК В

Слайди

Міністерство освіти та науки України
Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»

Кафедра автоматики, електроніки та телекомунікацій

Дослідження якості мережевої електроенергії з аналізом методів та засобів вимірювання відповідно до стандартів ЄС

Кваліфікаційна робота магістра

Виконав:

студент 601МЕ групи

Здоровченко Є.О.

Керівник:

д.т.н, доцент

Трет'як А.В.

Полтава 2023

Метою магістерської роботи є дослідження якості мережевої електроенергії з аналізом методів та засобів вимірювання відповідно до стандартів ЄС.

Для досягнення поставленої мети необхідно вирішити наступні завдання:

- проаналізувати показники якості електроенергії в електричних мережах;
- окреслити типи спотворень якості електричної енергії;
- виконати аналіз нормативно-правова база контролю за показниками якості електроенергії;
- дослідити методи визначення параметрів якості електричної енергії;
- розробити способи виявлення та ідентифікації спотворень якості електроенергії.
- виконати огляд засобів вимірювання показників якості електричної енергії;
- розробити алгоритм дослідження якості мережевої електроенергії за допомогою RQM 703;
- виконати дослідження електричної мережі за допомогою RQM 703.

Об'єктом дослідження є процес вимірювання показників якості електричної мережі складу.

Предметом дослідження є використання методів та засобів вимірювання якості електричної мережі.

Джерела досліджень. Використання інструкцій по вимірюванню показників якості електроенергії аналізатором RQM 703, чинного стандарту України ГОСТ 13109-97 та міжнародних стандартів, таких як EN 50160, IEC 61000.

АНАЛІЗ ПОКАЗНИКІВ ЯКОСТІ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ



Основні показники якості електричної енергії



Додаткові показники якості електричної енергії

АНАЛІЗ ТИПІВ СПОТВОРЕНЬ ЯКОСТІ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ



Спотворення, що знижують якість напруги

Резонанс

Сюди відносяться характерні для даної мережі коливання або коливання, що виникають між різними елементами мережі, наприклад, фільтрами. Зрозуміло, для їх запобігання вживаються всі можливі заходи, але вони можуть тимчасово виникати при змінах конфігурації мережі

Нестійкість при передачі

Найбільш часто вона пов'язана з кутом передачі δ (або внутрішнім кутом, або транспортним кутом). Можливо також виникнення підсинхронних коливань, що може надати катастрофічний вплив на силові генератори електростанцій

Ферорезонанс

Нелінійні коливання, що виникають при насиченні силових або вимрювальних трансформаторів

Комутації

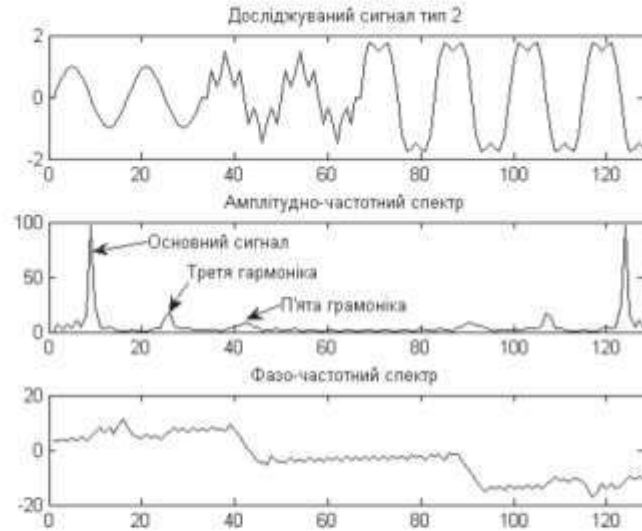
Перенапруги виникають внаслідок підключення або відключення елементів мережі, фільтрів, конденсаторних батарей або трансформаторів

Внутрішньомережеві джерела спотворень

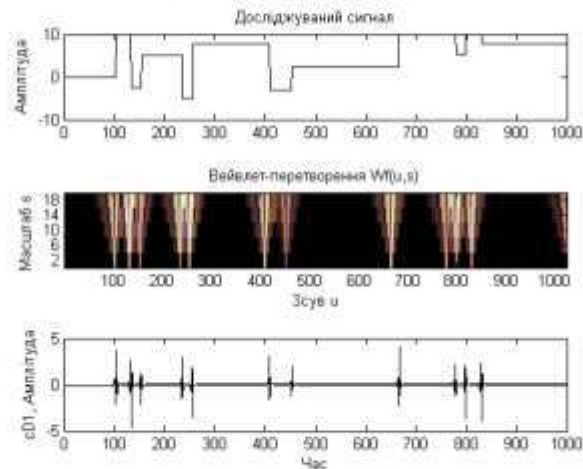
НОРМАТИВНО-ПРАВОВА БАЗА КОНТРОЛЮ ЗА ПОКАЗНИКАМИ ЯКОСТІ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

Показник	Допустиме значення показника	
	ДСТУ EN 50160:2014	ГОСТ13109-97
Відхилення напруги	визначає відхилення напруги у межах $\pm 10\%$ від U_n . До особливо віддалених користувачів зміни напруги не мають перевищувати значення від -15% до $+10\%$ від U_n . Не передбачає використання термінів «допустимого» та «граничного» значення відхилення напруги	визначає допустиме та гранично допустиме відхилення напруги, які становлять відповідно $\pm 5\%$ від U_n та $\pm 10\%$ від U_n
Відхилення Частоти	<ul style="list-style-type: none"> - для систем, які синхронно підключено до ОЕС – $50\text{ Гц} \pm 1\%$ протягом $99,5\%$ часу за рік; $50\text{ Гц} +4\%/-6\%$ протягом 100% часу вимірювання; - для систем, які функціонують без синхронного підключення до ОЕС: $50\text{ Гц} \pm 2\%$ протягом 95% часу за тиждень; $50\text{ Гц} \pm 15\%$ протягом 100% часу вимірювання 	допустиме відхилення частоти становить $\pm 0,2\text{ Гц}$, а гранично допустиме $\pm 0,4\text{ Гц}$
Несиметрія напруги	небаланс напруги визначається лише за зворотною послідовністю. В стандарті прописано, що 95% середньоквадратичних значень напруги зворотної послідовності мають бути в межах від 0% до 2% від напруги прямої послідовності, за нормальних робочих умов, усереднених на 10-хвилинному проміжку	визначає нормально допустиме та гранично допустиме значення коефіцієнта несиметрії напруги як за зворотною, так і за нульовою послідовностями в точках загального приєднання до чотирипровідних електричних мереж з номінальною напругою $0,38\text{ кВ}$, що дорівнює 2% і 4% відповідно (усереднено за 3 с).
Доза флікера	за нормальних робочих умов у будь-якому тижневому періоді показник довгочасного флікера, спричинений коливанням напруги, має бути не більшим 1 для 95% часу споживання	для короткочасної дози флікера за коливання напруги з формою, що відрізняється від меандра, рівною $1,38$, та для довгочасної – $1,0$. В точках загального підключення споживачів електричної енергії, які мають лампи накаливання в приміщеннях, де потребується значна зорова напруга, рівно 1 для короткочасної дози флікера та $0,74$ для довгочасної
Коефіцієнт викривлення синусоїдальності кривої напруги	сумарний коефіцієнт гармонічних спотворень СКГС напруги електропостачання має бути не більшим 8% від діючого значення напруги основної частоти	визначено нормально та гранично допустимі значення коефіцієнту викривлення для різних класів номінальної напруги

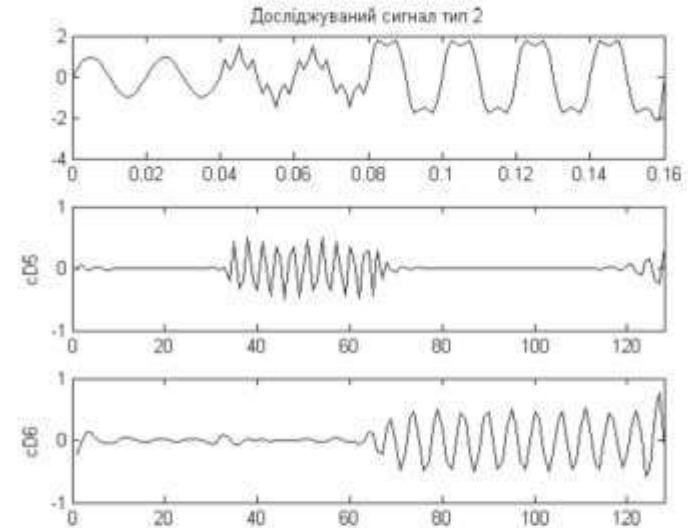
ДОСЛІДЖЕННЯ МЕТОДІВ ВИЗНАЧЕННЯ ПАРАМЕТРІВ ЯКОСТІ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ



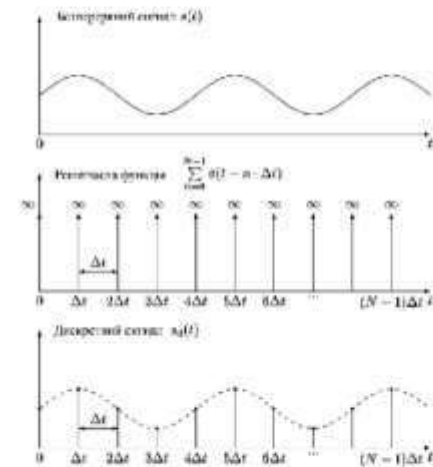
Результати проведення досліджень швидкого перетворення Фур'є



Вейвлет-перетворення $W(u,s)$ обчислене для сигналу $f(t)$, зсув u та масштаб s змінюються відповідно вздовж горизонтальної та вертикальної вісей



Результати проведення досліджень вейвлет-аналізу



Процес дискретизації сигналу

АНАЛІЗ ЗАСОБІВ ВИМІРЮВАННЯ ПОКАЗНИКІВ ЯКОСТІ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ



Зовнішній вигляд реєстратора ПЯЕ «Парма» РК3.02



Зовнішній вигляд реєстратора Fluke 1732



Зовнішній вигляд реєстратора ПЯЕ АКЕ-824



Зовнішній вигляд реєстратора PQM-703

АЛГОРИТМ ВИМІРЮВАННЯ ПОКАЗНИКІВ ЯКОСТІ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ

Крок 1

- Необхідно приєднати входи I_{L1} , N та PE (оскільки вимірюються транізєнти). Кліщі підключати не потрібно, якщо не потрібно вимірювання струмів. Живлення аналізатора (червоні дроти) також можна підключити до досліджуваної мережі для того, щоб аналізатор не працював на живленні від акумулятора та не вимкнувся через розряд батареї

Крок 2

- Увімкніть аналізатор клавішею. Запустіть програму «SONEL ANALYSIS». Підключіть кабель USB від аналізатора до комп'ютера. Якщо це перше підключення, необхідно дочекатися установки драйверів аналізатора

Крок 4

- Натисніть кнопку «Конфігурація» на панелі інструментів «SONEL ANALYSIS» або виберіть меню Аналізатор Конфігурація. Потім у вікні, натисніть кнопку «Відповісти». Це дозволить вважати поточну конфігурацію точок виміру, записаних в аналізаторі

Крок 5

- Потім з'явиться повідомлення з проханням підтвердити зчитування параметрів. Натисніть кнопку «OK» і так само у підтверджуючому зчитуванні вікні – «OK». Тим самим налаштування всіх чотирьох точок вимірювання були прочитані додатком їх можна переглянути та змінити у вікні «Конфігурація»

Крок 6

- Перевірка розподілу пам'яті. У лівій верхній частині вікна «Конфігурація» розташована панель «Локально». Перший пункт панелі – це «Параметри аналізатора». В основному вікні відображається одна з трьох вкладок (Тип аналізатора, Розподіл пам'яті, Синхронізація GPS). На вкладці «Розподіл пам'яті» необхідно переконатися, що з точки вимірювання номер 1 вистачить виділеного місця (за умовчанням 25 %). Якщо місця виділено мало або встановлено значення 0 %, то бігунками необхідно відповідним чином змінити розподіл пам'яті.

Крок 7

- Зміна конфігурації точки вимірювання номер 1. Конфігурацію точки вимірювання номер 1 слід змінити відповідно до вищезазначеного сценарію. Необхідно клацнути мишею на пункт у панелі «Локально: Точка виміру 1», щоб змінити налаштування точки та розгорнути дерево параметрів цієї точки (подвійне клацання рядка «Точка виміру 1» автоматично розкриває деревоподібне меню). Після розкриття мають бути видно такі позиції: Стандарт, Напруга, Струм, Потужність та енергія, Гармоніки, Інтергармоніки

АЛГОРИТМ ВИМІРЮВАННЯ ПОКАЗНИКІВ ЯКОСТІ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ (ПРОДОВЖЕННЯ)

Крок 8

- Налаштування точки вимірювання були підготовлені правильно. Наступний крок – це надсилання цієї конфігурації в аналізатор. карта пам'яті буде відформатовано. Для цього натисніть кнопку «Надіслати». У вікні необхідно підтвердити видалення всіх даних на карті пам'яті аналізатора і відправку нової конфігурації

Крок 9

- Аналізатор готовий до початку реєстрації відповідно до зазначених параметрів. Щоб розпочати реєстрацію в точці вимірювання номер 1, виберіть меню Аналізатор Контроль. У вікні виберіть зі списку «Поточна точка вимірювання» першу позицію (це поле містить перелік назв, присвоєних окремим точкам вимірювання) і почніть реєстрацію, натискаючи зелену кнопку «Пуск». Хід реєстрації сигналізує миготливий символ «P1» у верхньому лівому куті дисплея аналізатора. Можна продовжити реєстрацію на час; підключення програмної програми до аналізатора не потрібне. Під час реєстрації можна ненадовго від'єднати провід L1 від мережі, що перевіряється, для імітації пропадання напруги

Крок 10

- Аналізатор готовий до початку реєстрації відповідно до зазначених параметрів. Щоб розпочати реєстрацію в точці вимірювання номер 1, виберіть меню Аналізатор Контроль. У вікні виберіть зі списку «Поточна точка вимірювання» першу позицію (це поле містить перелік назв, присвоєних окремим точкам вимірювання) і почніть реєстрацію, натискаючи зелену кнопку «Пуск». Хід реєстрації сигналізує миготливий символ «P1» у верхньому лівому куті дисплея аналізатора. Можна продовжити реєстрацію на час; підключення програмної програми до аналізатора не потрібне. Під час реєстрації можна ненадовго від'єднати провід L1 від мережі, що перевіряється, для імітації пропадання напруги

Крок 11

- Аналіз даних. У головному вікні аналізу знаходяться чотири основні кнопки: «Загальні» (за замовчуванням при завантаженні даних), «Вимірювання», «Події», «Конфігурація». На зображенні «Загальні» з правого боку відображаються графічним способом значки, що символізують подальший вимір, подію та записані осцилограми по осі часу. Можна вільно збільшити графік, за наявності великої кількості даних, щоб отримати докладнішу інформацію.

Крок 12

- Відображення діаграм сигналів напруги та THD у часі. Щоб створити діаграму, потрібно перейти до відображення «Вимірювання» (натиснути кнопку «Вимірювання»), виділити заголовки стовпців часу (першим завжди має бути обраний стовпець часу); напруги L1, THD L1 (стовпчики будуть виділені кольором), а потім клацнути на кнопці «Діаграми» і вибрати «Тимчасовий графік»

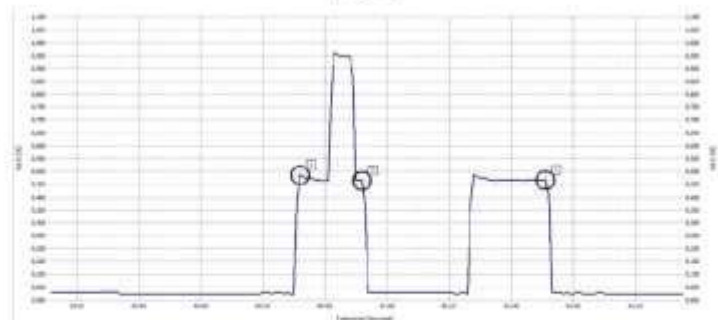
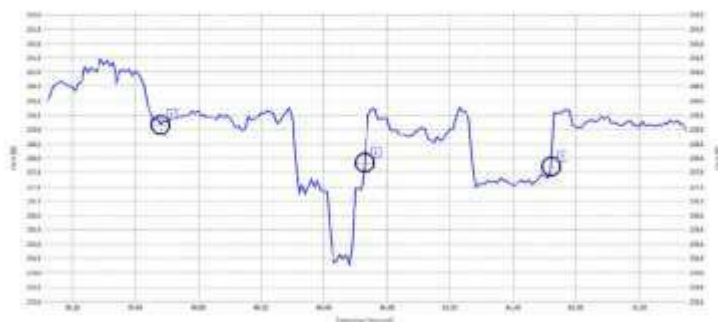
Крок 13

- Відображення діаграм гармонік. Можна відобразити два види графіків для гармонік. Перший – це графік зміни гармонійних складових під час реєстрації. Для відображення такого графіка слід спочатку виділити стовпець часу, а потім стовпці обраних гармонік (наприклад, третього та п'ятого порядку) і натиснути кнопку «Діаграми»

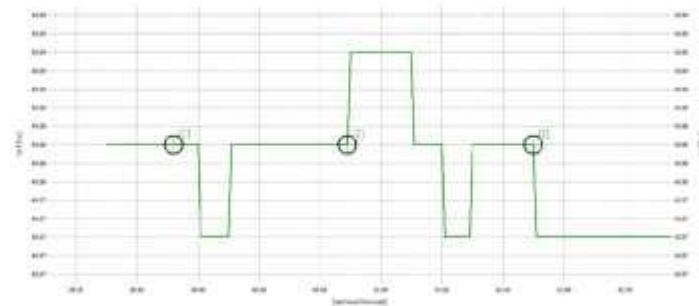
ДОСЛІДЖЕННЯ ЯКОСТІ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ (ДОСЛІД 1)



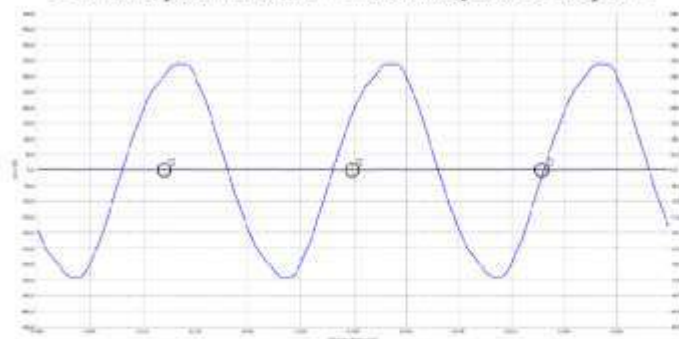
Основні параметри досліджуваної мережі



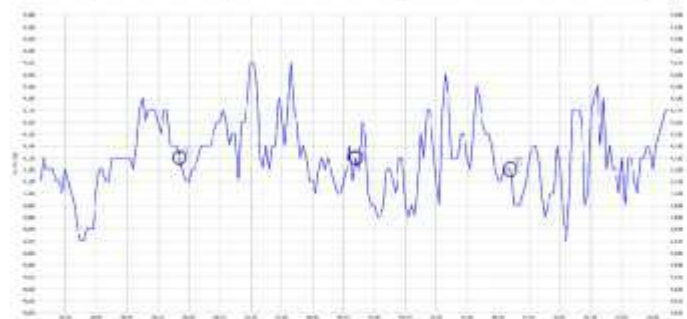
Осцилограми напруги досліджуваної мережі



Осцилограми частоти досліджуваної мережі

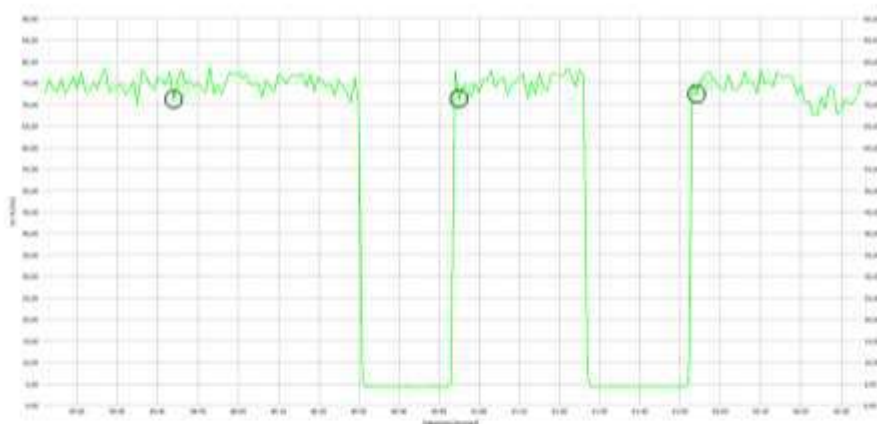


Осцилограми викривлення синусоїдальності напруги

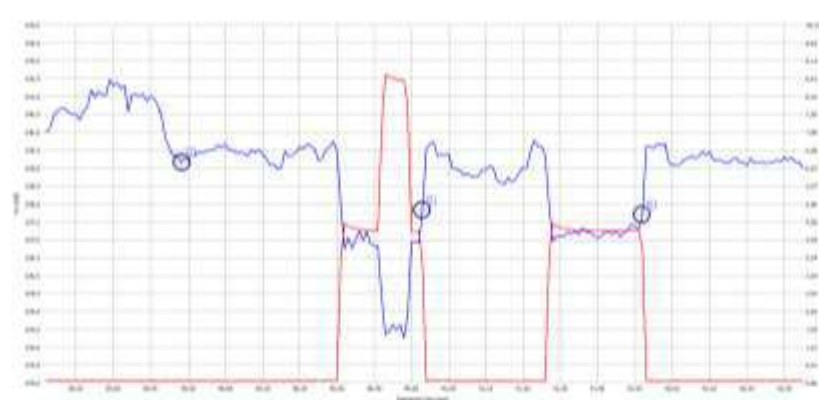


Коефіцієнт гармонійних спотворень напруги відносно основної гармоніки $THDU_F$

ДОСЛІДЖЕННЯ ЯКОСТІ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ (ДОСЛІД 1 ПРОДОВЖЕННЯ)



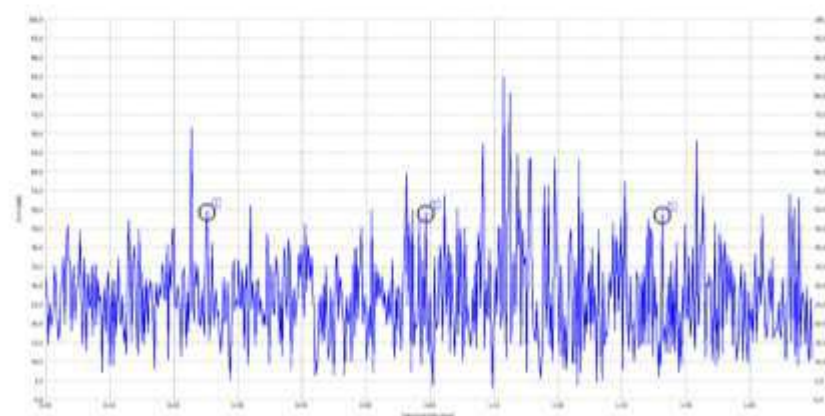
Коефіцієнт гармонійних спотворень струму відносно основної гармоніки THD_I



Осцилограми напруги та струму досліджуваної мережі

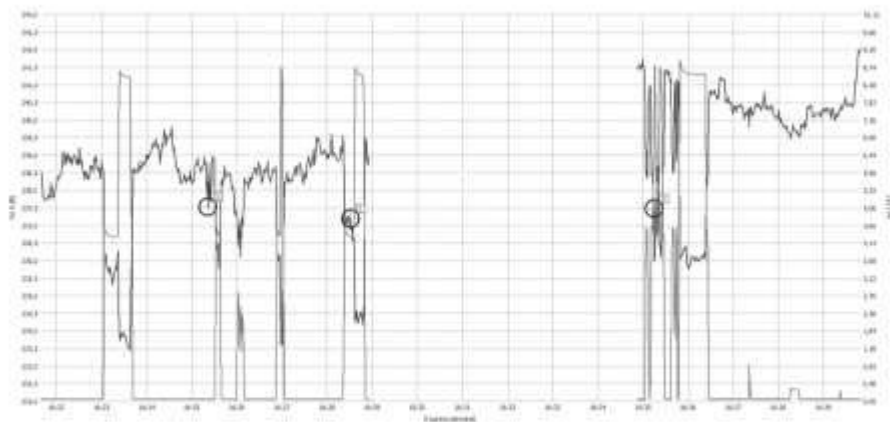


Коефіцієнт інтергармонійних спотворень напруги відносно основної гармоніки $TIDU_U$

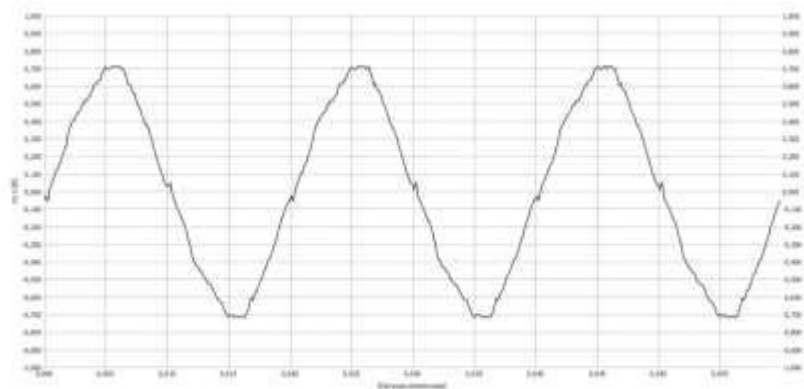


Осцилограми керуючих сигналів досліджуваної мережі

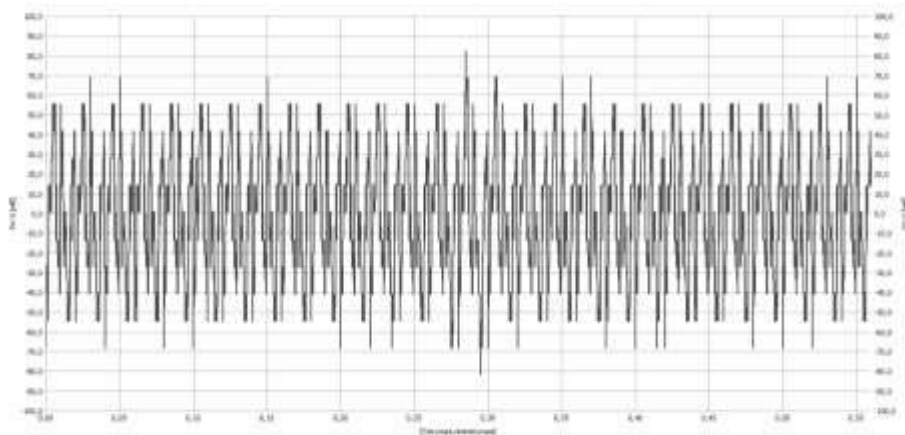
ДОСЛІДЖЕННЯ ЯКОСТІ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ (ДОСЛІД 2)



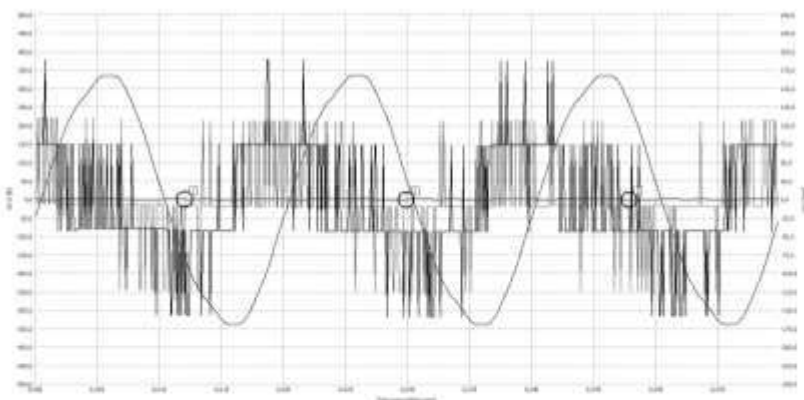
Загальні осцилограми напруги та струму досліджуваної мережі



Загальні осцилограми досліджуваної мережі



Осцилограми транзєнтів досліджуваної мережі



Загальні осцилограми досліджуваної мережі

ЗАХОДИ ПІДВИЩЕННЯ ЯКОСТІ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ

обмеження струмів симетричних складових у місцях їх виникнення (реактивні фільтри)

зміна напруги симетричних складових шляхом створення симетричної системи напруги

зменшення опору елементів системи електропостачання за допомогою паралельної роботи трансформаторів, встановлення здвоєних реакторів позовальної компенсації реактивної потужності

Технічні заходи підвищення якості електроенергії



Організаційно - технічні заходи підвищення якості електроенергії

Дякую за увагу!