

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

Інститут Електроенергетики  
(інститут)  
Електротехнічний факультет  
(факультет)  
Кафедра електроенергетики  
(повна назва)

**ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА**  
**кваліфікаційної роботи ступеню магістра**  
(бакалавра, спеціаліста, магістра)

студента Замкової Ольги Андріївни  
(ПІБ)

академічної групи 141М-20-1  
(шифр)

спеціальності 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка  
(код і назва спеціальності)

спеціалізації<sup>1</sup> \_\_\_\_\_

за освітньо-професійною програмою Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка  
(офіційна назва)

на тему Дослідження впливу якості електричної енергії на техніко-економічні показники роботи системи електропостачання промислового підприємства  
(назва за наказом ректора)

Керівники	Прізвище, ініціали	Оцінка за шкалою		Підпис
		рейтинговою	інституційною	
кваліфікаційної роботи	Півняк Г. Г.			
розділів:				
Розділ 1	Луценко І. М.			
Розділ 2	Луценко І. М.			
Розділ 3	Тимошенко Л.В.			
<b>Рецензент</b>	Лисенко О. Г.			
<b>Нормоконтролер</b>	Олішевський Г.С.			

Дніпро  
2022

**ЗАТВЕРДЖЕНО:**  
завідувач кафедри

електроенергетики  
(повна назва)

\_\_\_\_\_ Папаїка Ю. А.  
(підпис) (прізвище, ініціали)

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2021 року

**ЗАВДАННЯ**  
**на кваліфікаційну роботу**  
**ступеню магістра**  
(бакалавра, спеціаліста, магістра)

студенту Замковій О. А. академічної групи 141М-20-1  
(прізвище та ініціали) (шифр)

спеціальності 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка  
спеціалізації<sup>1</sup> \_\_\_\_\_

за освітньо-професійною програмою Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка  
(офіційна назва)

на тему Дослідження впливу якості електричної енергії на техніко-економічні показники роботи системи електропостачання промислового підприємства \_\_\_\_\_,  
затверджену наказом ректора НТУ «Дніпровська політехніка» від 15.11.2021 р.  
№ 969-с

Розділ	Зміст	Термін виконання
Розділ 1	Аналіз показників електромагнітної сумісності у відповідності до стандартів.	15.10.2021- 01.11.2021
Розділ 2	Розрахунок впливу показників якості електричної енергії на втрати у мережі та збитки, які виникають внаслідок зниження цих показників. Визначення відносного скорочення терміну служби обладнання.	01.11.2021- 30.11.2021
Розділ 3	Техніко-економічне обґрунтування запропонованих заходів.	01.12.2021- 10.01.2022

**Завдання видано**

\_\_\_\_\_ (підпис керівника)

Півняк Г. Г.

(прізвище, ініціали)

Дата видачі 15.10.2021 р.

Дата подання до екзаменаційної комісії \_\_\_\_\_

**Прийнято до виконання**

\_\_\_\_\_ (підпис студента)

Замкова О. А.

(прізвище, ініціали)

## РЕФЕРАТ

ВИЩІ ГАРМОНІКИ, ВТРАТИ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ, ВТРАТИ ПОТУЖНОСТІ, ЗБИТКИ, ПОКАЗНИКИ ЯКОСТІ

Пояснювальна записка: стр. 65, табл. 37, рис. 5, джерел 13.

**Об'єкт дослідження** – режими роботи системи електропостачання.

**Предмет дослідження** – показники якості і втрати електроенергії в елементах мережі.

**Мета дослідження** – визначення впливу вищих гармонійних складових (ВГС) на техніко-економічні показники роботи системи електропостачання (СЕП).

В першому розділі проаналізовано проблематику електромагнітної сумісності систем електропостачання (СЕП) та споживачів, методи оцінки додаткових втрат і електромагнітних збитків від порушення показників якості електричної енергії (ПЯЕЕ). Визначено вихідні дані для проведення розрахунків параметрів режиму роботи СЕП.

У другому розділі проведено оцінку впливу показників якості електричної енергії на режими роботи системи електропостачання з отриманням кількісних та якісних характеристик відповідних процесів в умовах підприємства, що розглядається.

В третьому розділі виконано техніко-економічне обґрунтування запропонованих заходів щодо зменшення втрат електричної енергії за рахунок встановлення пристроїв фільтрації ВГС з визначеними параметрами.

Практичне значення проекту полягає в тому, що запропонований алгоритм розрахунку є універсальним та придатним для проведення аналогічних досліджень в умовах будь-якого підприємства, а отримані результати можна використовувати для зменшення втрат електричної енергії та електромагнітного збитку від порушення якості електричної енергії.

## ЗМІСТ

ВСТУП.....	6
1 АНАЛІЗ СТАНУ ПРОБЛЕМИ .....	7
1.1 Проблематика електромагнітної сумісності в системах електропостачання .	7
1.2 Основні показники якості електричної енергії .....	9
1.3 Методи оцінки додаткових втрат в СЕП від дії ПЯЕЕ .....	15
1.4 Характеристика системи електропостачання.....	18
1.5 Аналіз графіків електричних навантажень споживачів .....	19
1.6 Аналіз замірів ПЯЕЕ об'єкту дослідження .....	21
1.7 Висновки по розділу .....	24
2 Оцінка впливу якості електричної енергії на режими роботи СЕП .....	25
2.1 Визначення втрат потужності та енергії без урахування ВГС .....	25
2.1.1 Втрати у трансформаторах.....	25
2.1.2 Втрати у кабельних лініях.....	27
2.1.3 Втрати у двигунах .....	29
2.2 Визначення втрат потужності та енергії з урахуванням ВГС .....	30
2.2.1 Втрати у трансформаторах.....	30
2.2.2 Втрати у кабельних лініях.....	32
2.2.3 Втрати у двигунах .....	34
2.3 Розрахунок прогнозованих електромагнітних збитків .....	34
2.4 Розрахунок відносного скорочення терміну служби обладнання .....	37
2.5 Заходи щодо зменшення рівнів гармонійних складових .....	39
2.6 Вибір параметрів фільтро-компенсуючого пристрою .....	41
3 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБГРУНТУВАННЯ .....	51

Вступ.....	51
3.1 Розрахунок капітальних витрат .....	52
3.2 Розрахунок експлуатаційних витрат .....	54
3.2.1 Розрахунок амортизаційних відрахувань .....	54
3.2.2 Визначення річних витрат на технічне обслуговування і поточний ремонт.....	55
3.2.3 Розрахунок вартості електроенергії .....	55
3.3 Визначення річної економії .....	56
3.4 Визначення та аналіз показників економічної ефективності .....	56
Висновки до розділу: .....	57
Висновки .....	58
Перелік посилань.....	60
ДОДАТОК А .....	62

## ВСТУП

Проблематика електромагнітної сумісності систем електропостачання та споживачів зумовлена насамперед прогресом у галузі силової перетворювальної техніки, що призвела до широкого впровадження у промисловість потужних вентильних перетворювачів, електродугових сталеплавильних печей, зварювальних установок та інших пристроїв з нелінійними вольтамперними характеристиками. Питання, пов'язані з підвищенням якості електроенергії та, зокрема, зі зниженням рівня вищих гармонік актуальні.

Зниження втрат електроенергії в електричних мережах – важлива складова загального комплексу енергозберігаючих заходів. Під втратами мають на увазі різницю між відпущеною споживачам енергією та фактичною якою надійшла до них. Електроенергія є єдиним видом продукції, транспортування якої здійснюється за рахунок витрат певної частини самої продукції, тому втрати електроенергії при її передачі неминучі. Завдання полягає у визначенні їх оптимального рівня і підтримці фактичних втрат на цьому рівні. Середні втрати електроенергії в мережах України в останні роки коливаються в діапазоні 10-15% відпуску електроенергії в мережу. Тому завдання зниження втрат енергії і раціонального її використання є досить актуальною.

Оцінка впливу якості електричної енергії на роботу струмоприймачів дозволить застосувати комплекс заходів щодо зниження втрат електроенергії, збільшення терміну експлуатації обладнання і, в результаті, послужить підвищенню енергоефективності виробництва, економії електроенергії, зниження витрат виробництва.

Метою роботи є визначення впливу вищих гармонійних складових на техніко-економічні показники роботи системи електропостачання.

# 1 АНАЛІЗ СТАНУ ПРОБЛЕМИ

## 1.1 Проблематика електромагнітної сумісності в системах електропостачання

Проблема забезпечення електромагнітної сумісності у системах електропостачання є однією з найважливіших. Від вирішення цього питання залежить підвищення ефективності використання електроенергії та надійність енергозабезпечення споживачів різного призначення.

Значна частина споживачів генерує у мережу вищі гармоніки, при цьому знижуючи показники якості електричної енергії, що негативно впливає на форму кривих струму та напруги.

Негативний вплив створюють й електромагнітні завади (ЕМЗ). Під цим терміном розуміють збільшення втрат енергії в електрообладнанні та скорочення його терміну експлуатації, а також зниження функціональної надійності [1].

Відхилення напруги, в основному, викликається зміною наступних навантажень:

- режимом роботи споживачів електричної енергії;
- оперативними перемиканнями;
- порушенням роботи мережі.

Несиметрія напруги викликана наявністю потужних однофазних навантажень, таких як індукційні плавильні та нагрівачі печі, зварювальні апарати, печі електрошлакового переплаву, а також трьохфазних – дугові сталеплавильні печі.

При несиметрії напруг з'являються додаткові втрати в елементах мережі, скорочується їх термін експлуатації та знижуються економічні показники роботи.

При наявності вищих гармонік (ВГ) у системі електропостачання з'являються додаткові втрати в електричних машинах, трансформаторах та мережах, погіршується компенсація реактивної потужності, скорочується термін служби ізоляції електричних машин та апаратів, погіршується робота пристроїв автоматики, телемеханіки та зв'язку.

При роботі асинхронних двигунів в умовах несинусоїдальної напруги його коефіцієнт потужності і крутний момент на валу дещо знижуються. Фактично вплив ВГ на коефіцієнт потужності АД можна не враховувати. Те саме можна сказати і про моменти, що розвиваються вищими гармоніками струму: їх величина не перевищує кілька десятих відсотка від моменту, що розвивається при промисловій частоті.

Батарей конденсаторів можуть тривалий час працювати при перевантаженні їх струмами ВГ не більше ніж на 30%; допустиме підвищення напруги складає 10%. Проте за цих умов термін їх служби скорочується. У системах електропостачання промислових підприємств, як правило, робота БК може опинитися в режимі, близькому до резонансу струмів на частоті будь-якої гармоніки; внаслідок перевантажень вони виходять із ладу.

Облік електроенергії при несинусоїдальних режимах пов'язаний з значними похибками, величина яких залежить від вимірювальної системи лічильника, його частотної характеристики та місця встановлення лічильника (на лінійному чи нелінійному навантаженні) та інших факторів.

Струми інтергармонік (ІГ) викликають спотворення напруги в залежності від амплітуди складових струму та опору системи електропостачання на аналізованій частоті. Чим більше гамма-частот складових струму, тим більший ризик виникнення небажаних резонансних явищ, які можуть збільшити спотворення напруги та призвести до перевантаження чи порушення роботи устаткування споживача. Найбільш поширеними наслідками, що виникають від впливу ІГ є:

- тепловий ефект;
- низькочастотні коливання
- механічних систем;
- проблеми в роботі флюоресцентних ламп та електронного обладнання;
- створення перешкод сигналам захисту та управління в проводах електричної мережі;
- перевантаження пасивних фільтрів ВГ;
- перешкоди в телекомунікаціях;



- акустичний вплив;
- насичення вимірювальних трансформаторів.

Провали напруги виникають при комутації потужних струмоприймачів, при відключенні ПЛ у грозовий період з наступним автоматичним повторним включенням (АПВ), при коротких замикання в СЕП та з інших причин.

Найбільшою мірою негативні наслідки від провалів напруги виявляються на установках автоматики, телекомунікацій, релейного захисту, які прийнято називати перешкодочутливими елементами (ПЧЕ); спрацьовування ПЧЕ під впливом ЕМЗ часом призводить до зупинення технологічного процесу; як правило, допустиме час перерв у ЕС промислових споживачів становить 0,1 – 0,3 с.

## 1.2 Основні показники якості електричної енергії

Відповідно до ГОСТ 13109-97 [2] до основних показників якості електричної енергії відносять наступні параметри:

- відхилення напруги  $\delta U_v$ ;
- розмах зміни напруги  $\delta U_t$ ;
- доза флікеру  $P_t$ ;
- коефіцієнт викривлення синусоїдальності кривої напруги  $K_U$ ;
- коефіцієнт n-ої гармонійної складової напруги  $K_{U(n)}$ ;
- коефіцієнт несиметрії напруги за зворотною послідовністю  $K_{2U}$ ;
- коефіцієнт несиметрії напруги за нульовою послідовністю  $K_{2U}$ ;
- відхилення частоти  $\Delta f$ ;
- тривалість провалу напруги  $\Delta t_p$ ;
- імпульсна напруга  $U_{\text{имп}}$ ;
- коефіцієнт тимчасової перенапруги  $K_{\text{пер } U}$ .

При визначенні значень деяких показників якості електричної енергії використовують наступні додаткові параметри електричної енергії:

- частота повторення змін напруги  $F\delta U_t$ ;
- інтервал між змінами напруги  $\Delta t_{i, i+1}$ ;

- глибина провалу напруги  $\delta U_n$ ;
- частота провалів напруги  $F_n$ ;
- тривалість імпульсу на рівні 0,5 його амплітуди  $\Delta t_{\text{имп } 0,5}$ ;
- тривалість тимчасової перенапруги  $\Delta t_{\text{пер } U}$ .

Відхилення напруги це один з найважливіших показників якості електроенергії та розраховується за формулою:

$$\delta U_t = \frac{U(t) - U_n}{U_n} 100\%,$$

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  $U_t = 1/3 (U_{AB(1)} + U_{BC(1)} + U_{AC(1)})$ , де  $U_{AB(1)}, U_{BC(1)}, U_{AC(1)}$  – діючі значення міжфазних напруг основної частоти.

Нормальна робота струмоприймачів 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  $\pm 10\%$  [2].

Коливання напруги характеризуються:

- розмах зміни напруги;
- доза флікеру.

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

$$\delta U_t = \frac{U_i - U_{i+1}}{\sqrt{2} U_H} 100\%,$$

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

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  $F = m/T$ , де  $m$  – число змін напруги за час  $T$ ,  $T$  – загальний час спостереження розмахів 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 має інтегральну характеристику коливань напруги, що викликає у людини накопичення за встановлений період часу роздратування через миготіння світла в діапазоні частот від 0,5 до 0,25 Гц.

Допустиме максимальне значення дози коливань напруги ( $\psi$ , (%)) 2) 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.

Зміст вищих гармонік в електричній мережі характеризується коефіцієнтом несинусоїдальності кривої напруги  $k_{\text{нс}U}$  який визначається за виразом:

$$k_{\text{нс}U} = \frac{1}{U_{\text{н}}} \sqrt{\sum_{n=2}^N U_n^2} \cdot 100\%,$$

де  $N$  – порядок останньої з врахованих гармонійних складових,  $U_n$  – діюче значення  $n$ -ої ( $n = 2, \dots, N$ ) гармонійної складової напруги, кВ.

Нормально і гранично допустимі значення коефіцієнта викривлення синусоїдальності напруги в точках загального приєднання до електричних мереж наведені в табл. 1.1 [3].

Таблиця 1.1 – Значення коефіцієнта викривлення синусоїдальності напруги

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

Коефіцієнт  $n$ -ої гармонійної складової напруги непарного (парного) порядку представляє собою відношення діючого значення  $n$ -ої гармонічної складової напруги до діючого значення напруги основної частоти, тобто

$$k_U(n) = (U_n / U_n) \times 100\%.$$

За значенням коефіцієнта  $k_{U(n)}$  (табл. 1.2) визначається спектр  $n$ -х гармонійних складових, на придушення яких повинні бути розраховані відповідні силові фільтри.

Таблиця 1.2 – Значення коефіцієнту  $n$ -ої гармонійної складової напруги

Вид гармоніки	$n$	$U_{\text{НОМ}}$ , кВ	
		0,38	6-20
1	2	3	4
Непарні, не кратні 3	5	6,0	4,0
	7	5,0	3,0
	11	3,5	2,0
	13	3,0	2,0
	17	2,0	1,5
Непарні, на кратні 3	19	1,5	1,0
	23	1,5	1,0
	25	1,5	1,0
	>25	0,2+	2,2+
		$13 \cdot \frac{25}{n}$	$0,8 \cdot \frac{25}{n}$
Непарні, кратні 3	3	5,0	3,0
	9	1,5	1,0

Кінець таблиці 1.3

1	2	3	4
Непарні, кратні 3	15	0,3	0,3
	21	0,2	0,2
	>21	0,2	0,2
Кратні	2	2,0	1,5
	4	1,0	0,7
	6	0,5	0,3
	8	0,5	0,3
	10	0,5	0,3
	12	0,2	0,2
	>12	0,2	0,2

**Примітки:** *n*- номер гармонічної складової напруги; нормально допустимі значення коефіцієнта спотворення, наведені для *n*, рівних 3 та електричних мережах. У трьохфазних трьох провідних електричних мережах ці значення коефіцієнтів приймають удвічі меншими порівняно з наведеними в таблиці.

Несиметрія напруг виникає через навантаження однофазних струмоприймачів. Так як розподільчі мережі напругою вище 1 кВ працюють з ізольованою або компенсованою нейтраллю, то несиметрія напруг обумовлена появою напруги зворотної послідовності. Несиметрія проявляється у вигляді нерівності лінійних і фазних напруг і характеризується коефіцієнтом зворотної послідовності напруг:

$$k_{2U} = \frac{U_{2(1)}}{U_H} 100\%,$$

де  $U_{2(1)}$  – діюче значення напруги зворотної послідовності основної частоти трифазної системи напруг, кВ. Значення величини  $U_{2(1)}$  можна отримати виміром трьох напруг основної частоти, тобто  $U_{A(1)}$ ,  $U_{B(1)}$ ,  $U_{C(1)}$ . Тоді:

$$U_{2(1)} = \frac{\sqrt{3} (U_{A(1)}Y_A + U_{B(1)}Y_B + U_{C(1)}Y_C)}{Y_A + Y_B + Y_C},$$

де  $Y_A$ ,  $Y_B$  і  $Y_C$  – провідності фаз А, В і С приймача.

Наявність напруги зворотної послідовності призводить до додаткового нагрівання обмоток порушення синхронних генераторів і збільшення їх вібрації, до додаткового нагрівання електродвигунів і різкого скорочення терміну служби їх ізоляції, зниження реактивної потужності, що генерується силовими конденсаторами, додатковому нагріванню ліній і трансформаторів, збільшення кількості помилкових спрацьовувань релейного захисту та т. д.

На затискачах симетричного струмоприймача нормально допустимий коефіцієнт несиметрії дорівнює 2%, а максимально допустимий – 4%.

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

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

Величина  $\delta U_{\text{пр}}$  визначається наступним чином:

$$\delta U_{\text{пр}} = \frac{U_{\text{н}} - U_{\text{min}}}{U_{\text{н}}} 100\% \text{ або } \delta U_{\text{пр}} = U_{\text{н}} - U_{\text{min}}.$$

Інтенсивність провалів напруги  $m^*$  являє собою частоту появи в мережі провалів напруги певної глибини і тривалості, тобто  $m^* = (m(\delta U_{\text{пр}}, \Delta t_{\text{пр}}) / M) \times 100\%$ , 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 час  $T$ ;  $M$  – сумарна кількість провалів напруги за час  $T$ .

Імпульсна напруга характеризується амплітудою імпульсу  $U'_{\text{імп}}$ , що представляє собою різницю між імпульсом напруги і миттєвим значенням напруги ос-

новної частоти, відповідною 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. 3).

Імпульсна напруга визначається у відносних одиницях за формулою  $\Delta U_{\text{імп}} = U_{\text{імп}} / (\sqrt{2}U_{\text{н}})$ .

### 1.3 Методи оцінки додаткових втрат в СЕП від дії ПЯЕЕ

Економічний збиток, обумовлений зниженням якості електричної енергії, має дві складові: електромагнітну і технологічну. У більшості випадків, електромагнітна складова представляє собою зміну втрат активної потужності, що в свою чергу впливає на термін служби ізоляції електрообладнання, в той час як втрати, викликані несинусоїдальністю, несиметрією та коливаннями напруги будуть відсутні. Технологічна складова зумовлена впливом якості напруги на продуктивність технологічних установок і собівартість випускної продукції [3].

Внаслідок протікання неякісної електроенергії виникають додаткові втрати – це зумовлює додатковий нагрів обладнання.

Згідно з формулою Монтзінгера термін служби ізоляції визначають як [1]:

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

де  $A$  – коефіцієнт, що залежить від типу ізоляції;

0,086 – параметр Монтзінгера, який ґрунтується на припущенні, що перегрів на  $8^\circ\text{C}$  призводить до скорочення терміну служби ізоляції вдвічі;

$\tau$  – температура нагріву ізоляції.

Додаткові втрати активної потужності  $\Delta P_n$ , обумовлені несинусоїдальністю напруги, при встановленому режимі роботи елементів визначають за виразом [4]:

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

де  $\Delta P_{ном}$  – номінальні втрати активної потужності в струмопровідних частинах електрообладнання, кВт;

$z_1 = z_2/z_{ном}$  – відносний повний опір елемента мережі струму основної частоти;

$U_n = U_n/U_{ном}$  – відносне значення гармоніки напруги порядку  $n$ ;

$n$  – число гармонік напруги, що враховуються.

Додаткові втрати в електричних двигунах пропорційні значенню:

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

де  $\Lambda_n = 1/n\sqrt{n}$  – коефіцієнт гармонічних втрат.

Значення коефіцієнта  $\Lambda_n$ , залежно від номеру гармоніки, наведено в табл. 1.3 [4].

Таблиця 1.3 – Залежність коефіцієнта  $\Lambda_n$  від номеру гармоніки

N	5	7	11	13
$\Lambda_n$	0,089	0,054	0,027	0,021

Вираз для оцінювання втрат на частотах ВГ [4]:

$$\Delta P_n = \Delta P_{ном} \rho_{вг} \sum_{n=2}^n \Lambda_n U_{nx}^2,$$

де  $\rho_{вг}$  – індекс втрат для ВГ.

Для АД:

$$\rho_{АД}^{(ВГ)} = K_n^2,$$



де  $K_n$  – кратність пускового струму.

При протіканні через елемент системи електропостачання (двигуни, трансформатори, конденсатори, кабелі й інші) вищих гармонік струму має місце прискорене старіння ізоляції, обумовлене дією на неї як додаткового нагріву струмоведучих частин, так і діелектричного нагріву під дією високочастотних електромагнітних полів. Відносно (по відношенню до синусоїдального режиму струму) скорочення терміну служби ізоляції  $\Delta t_{n*}$  визначають як [4]:

$$\Delta t_{n*} = \begin{cases} 0.087\tau_1 \frac{\Delta P_n}{\Delta P_{ном}} - \text{для ізоляції класу } A, E; \\ 0.069\tau_1 \frac{\Delta P_n}{\Delta P_{ном}} - \text{для ізоляції класу } B, F. \end{cases}$$

При розрахунку втрат, обумовлених додатковим тепловим старінням ізоляції, відносно скорочення терміну її служби оцінюється відповідним відносним збільшенням відрахувань  $\Delta B_p$  на реновацію електрообладнання.

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

Щорічний збиток (грн/рік), обумовлений додатковими втратами активної потужності та додатковим тепловим старінням ізоляції електрообладнання, розраховують за виразом [4]:

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

де  $\beta$  – вартість 1 кВт \* год втрат електроенергії (грн/(кВт\*год));

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

$B_p^{(s)}$  – нормований коефіцієнт відрахувань на реновацію від капітальних затрат

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

У таблицях [4] приведено вирази для розрахунку щорічного збитку для основних видів електрообладнання при  $\beta$  (грн/кВт \* год) і тривалості робіт електрообладнання  $T$  (тис. год/рік). При розрахунку втрат в кабелі та конденсаторах вартістю додаткових втрат електроенергії в них можна знехтувати.

#### 1.4 Характеристика системи електропостачання

Електропостачання підприємства здійснюється від знижувальної підстанції 110/6 кВ, на чотири секції шин 6 кВ. Для подальшого розрахунку було обрано I секцію шин, що зображена на рис.1.

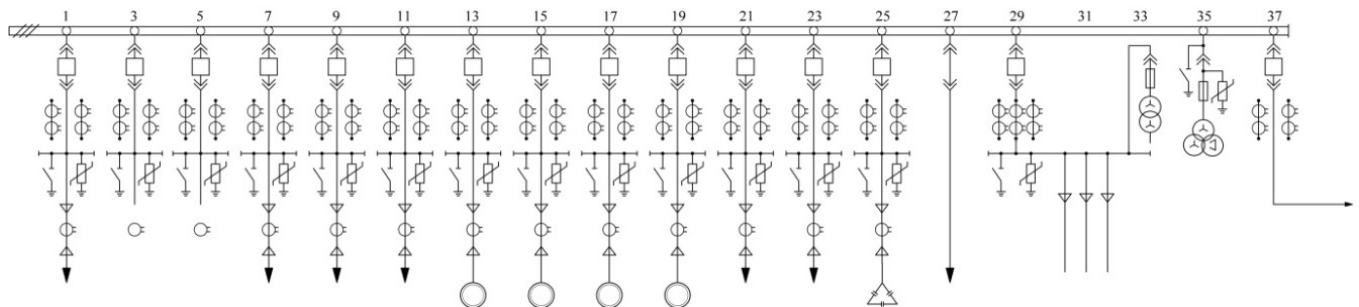


Рисунок 1.1 – Схема розподільчого пристрою 6 кВ

Основне навантаження представлено асинхронними двигунами (комірки №13-19), трансформаторними підстанціями (комірки №1, №7-11 та №21-23) та конденсаторними установками (комірка №25). Живлення здійснюється через комірку №29 КЛ ВВБШв-6 3x150 довжиною 980 м. Також є резервування третьої та другої секції шин (комірки №27 та №37 відповідно).

У табл. 1.4 приведено основне обладнання.

Таблиця 1.4 – Навантаження та обладнання підприємства

№	Тип КЛ	Обладнання	Потужність
1	ВБШВ-6 3х95 130 м	ТП №5	2х1000 кВА
3	-	Резерв	-
5	-	Резерв	-
7	ВБШВ-6 3х95 670 м	ТП №2	2х800 кВА
9	ВБШВ-6 3х95 830 м	ТП №1	2х800 кВА
11	ВБШВ-6 3х95 500 м	ТП №4	2х1200 кВА
13	ВБШНГ-6 3х50 200 м	АД	250 кВт
15	ВБШНГ-6 3х50 1900 м	АД	250 кВт
17	ВБШНГ-6 3х50 280 м	АД	375 кВт
19	ВБШВ-6 3х50 300 м	АД	250 кВт
21	ВВГНГ-6 3х120 50 м	КТП №2	2х1600 кВА
23	ВВГНГ-6 3х120 40 м	КТП №1	2х1600 кВА
25	ВВГНГ -6 3х95 35 м	БК	900 квар
27	-	на III с. ш.	-
29	ВБШВ-6 3 (3х95) 980 м	Ввід з ПС 110/6	-
35	-	ТСН	-
37	-	на II с. ш.-	-

### 1.5 Аналіз графіків електричних навантажень споживачів

На об'єкті дослідження встановлені лічильники автоматизованої системи обліку електричної енергії АСКОЕ. Дані, що були отримані з лічильників, дозволяють побудувати добовий графік електричних навантажень (рис. 1.2).

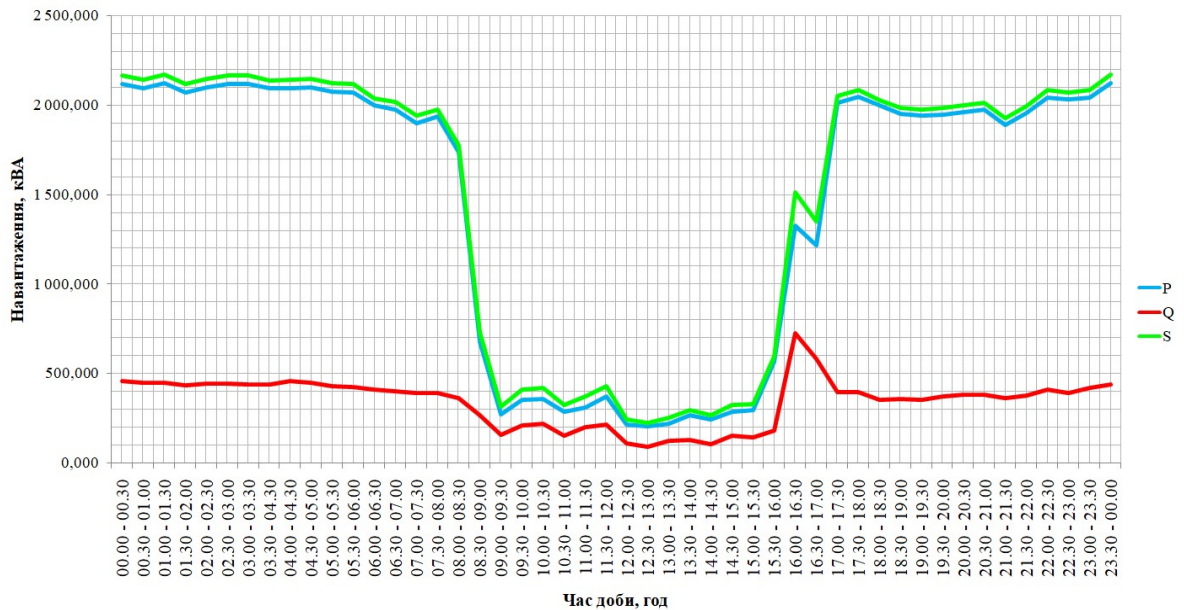


Рисунок 1.2 – Денні показники ГЕН для I секції шин

Графік має яскраво виражений провал у період з 9:00 ранку до 15:30 вечора (період денного максимуму в енергосистемі). Це суттєвий плюс з точки зору режиму споживання електричної енергії для енергетичної системи.

Об'єкт сприяє зменшенню піку денного споживання електричної енергії за рахунок специфіки режиму споживання електричної енергії енергоємним виробництвом. В цей час на підприємстві проводять планово-попереджувальні роботи (ППР). Основне навантаження визначається споживачами інфраструктури підприємства. З 8:00 до 9:00 – планове зниження навантаження через переведення основного технологічного обладнання в режим зупинки для проведення планово-попереджувального ремонту.

З 15:00 до 16:00 – закінчення ППР, запуск основного технологічного обладнання (планова тривалість запуску технологічного ланцюга механізмів – 20 хвилин) та робота 30-40 хвилин (збагачення рядового вугілля). З 00:00 до 8:00 та з 16:00 до 24:00 робота технологічного обладнання у стабільному режимі збагачення рядового вугілля, що приймається.

## 1.6 Аналіз замірів ПЯЕЕ об'єкту дослідження

Для аналізу стану, використано дані, які були отримані в результаті замірів приладом «РЕКОН-11МС» (рис.1.3).

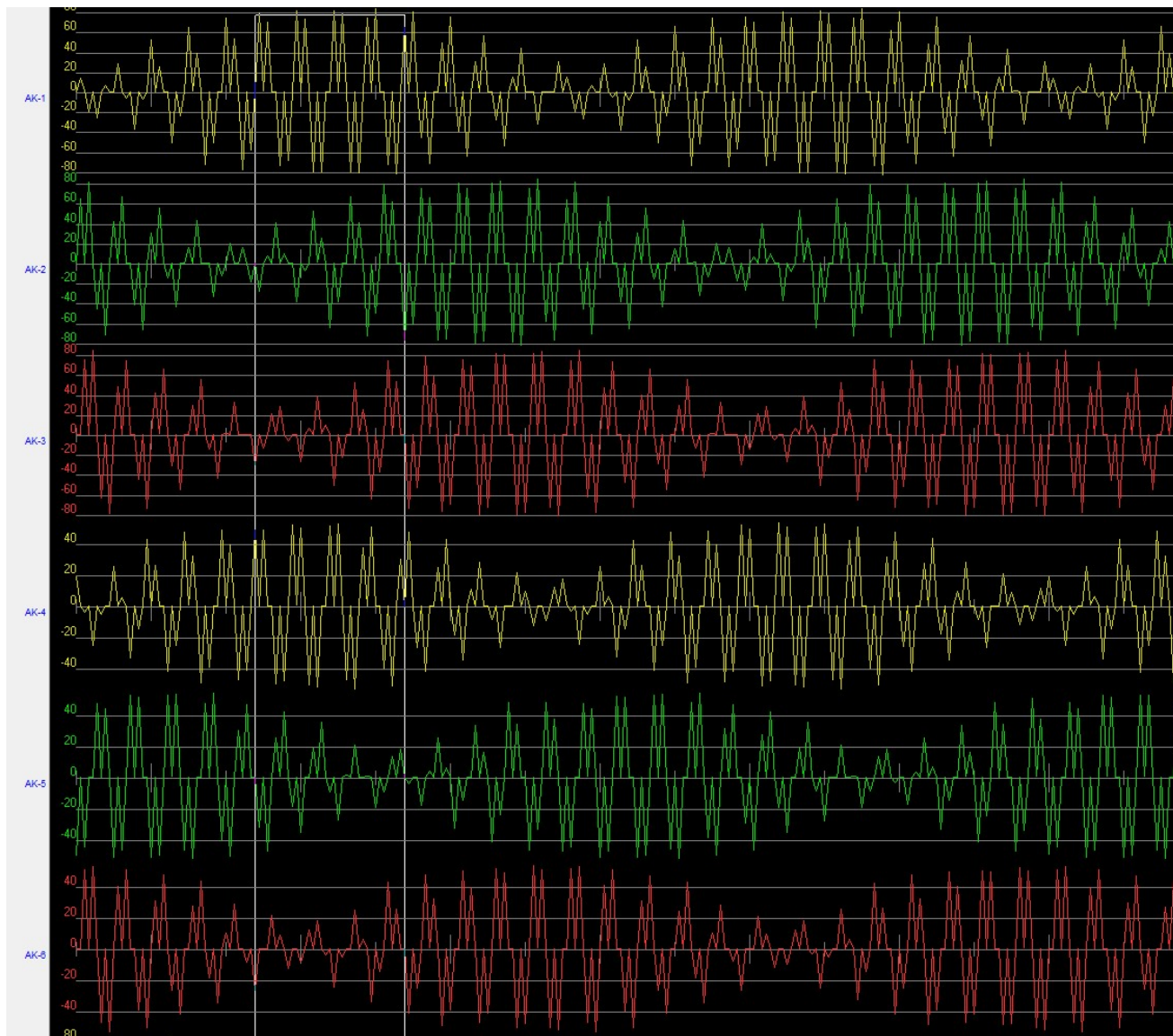


Рисунок 1.3. – Реконограми лінійних напруг та фазних струмів

У результаті обробки даних отримали чисельні значення рівнів гармонійних складових за струмом та напругою та графічне зображення рівнів цих вищих гармонік (рис.1. 4 – 1.5).

Коефіцієнт викривлення напруги складає 61,1%

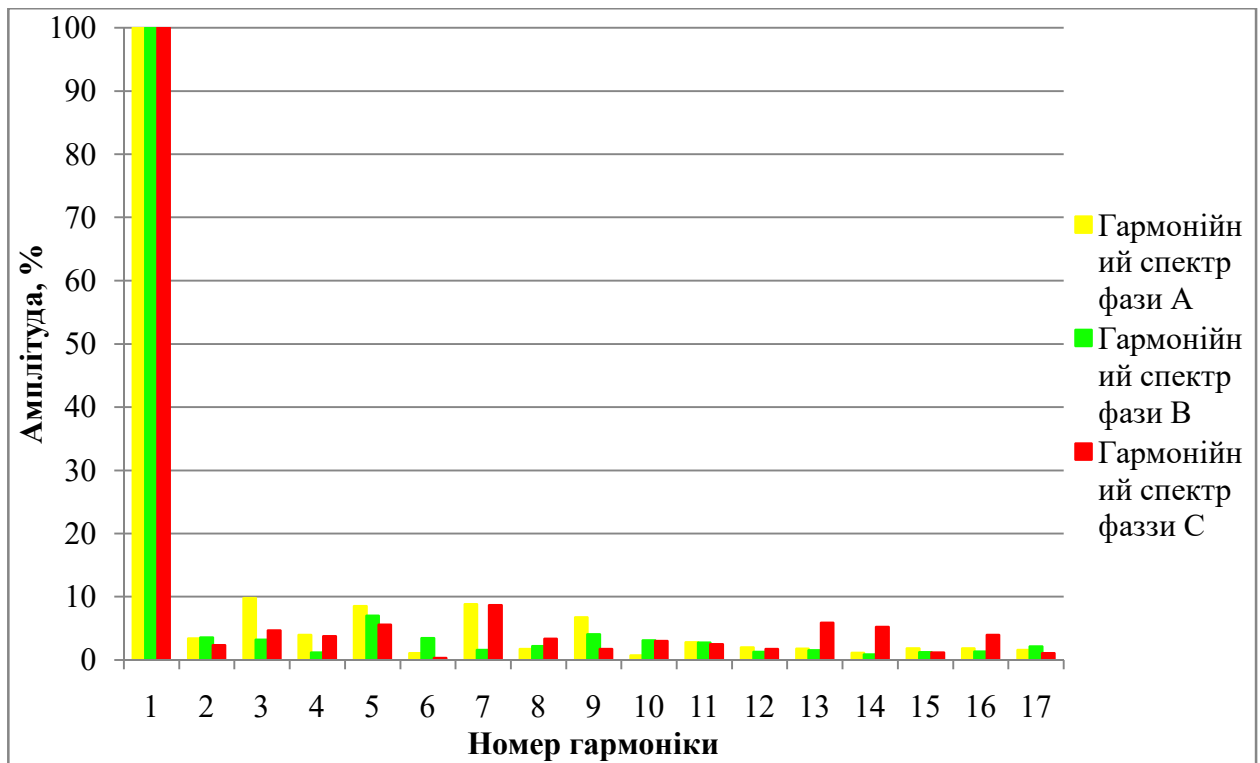


Рисунок 1.4 – Гармонійний спектр за струмом

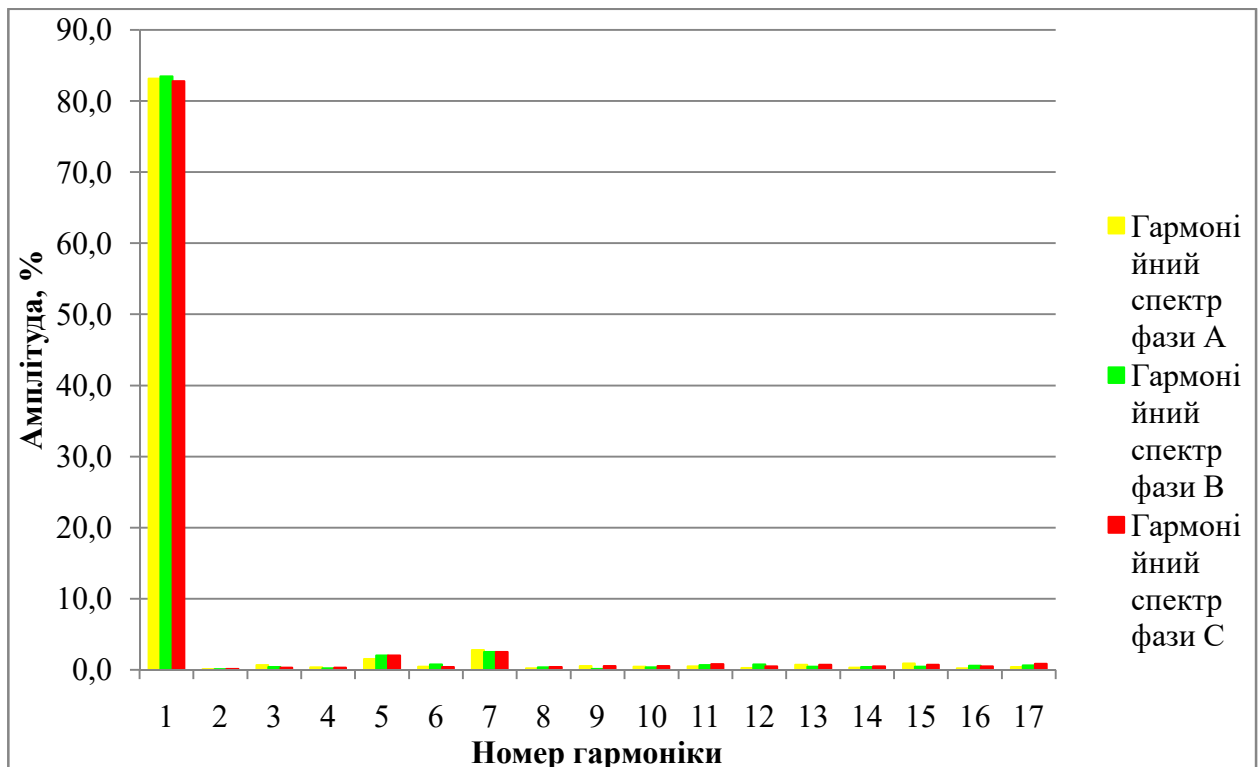


Рисунок 1.5 – Гармонійний спектр за напругою

Аналіз отриманих даних за допомогою програмного забезпечення WinResGS дав можливість констатувати:

1. У рівнях напруги живлення і ступеня їх симетрії, за основною гармонікою, значних відхилень від норми не виявлено.

2. Гармонічні спотворення напруги, до початку завантаження електричних потужностей – в нормі: коефіцієнт несинусоїдності  $\sim 1,1\%$  (допустима норма 5), коефіцієнт гармонійних складових:  $K_{Г(7)} \leq 1\%$ , (допустима норма 3%).

3. У початковий проміжок часу процесу прийняття навантаження електричними потужностями, починаючи з 13 год. 10 хв., виникли суттєві гармонічні спотворення напруги вводу № 1, характер зміни яких носив риси резонансних явищ у діапазонах 11-ої - 13-ої гармонік, 23-25 і 35-37 гармонік, з перевищенням значень коефіцієнтів зазначених гармонік, рівнів гранично допустимих норм від 3-х до 15 разів, при коефіцієнті несинусоїдності  $\sim 14\%$  (допустима норма - 5%, гранично допустима норма - 8%). Тривалість явищ була обмежена у часі та становила  $\sim 1,5 \div 3$  сек., загальним числом: 15-25 циклів протягом часу  $\sim 15 \div 20$  хв. Раптові значні зміни (повторюваний ріст/спад) гармонічних спотворень напруги супроводжувалися патологічним наростанням гармонік у струмах введення № 1. Коефіцієнти гармонічних спотворень струму введення № 1 по окремих складових досягли величини 100% ( $20 \div 30$  А, на 11 гармонік). Потім явище самоусунулося і спектральний склад напруги вводу № 1 нормалізувався.

4. Аж до 16.00 спектральний склад напруги вводу № 1 був представлений в основному 7-ою та 11-ою гармоніками при коефіцієнтах гармонічних складових:  $K_{Г(11)} \leq 0,5\%$ ,  $K_{Г(7)} \leq 1\%$ .

Допускаючи, в інших конкретних умовах роботи мережі 6 кВ і мережі живлення 110кВ, ще більш виражений прояв, виявлених резонансних явищ, можна зробити припущення про досягнення гармоніками порога функціонування сучасних напівпровідникових систем частотних приводів, захист яких, при досягнутих рівнях спотворень, відключає останні від мережі живлення, що руйнівню позначається на технологічному процесі підприємства, призводячи до раптових, масових зупинок обладнання. З іншого боку, батареї статичних конденсаторів, що вводяться в дію на підприємстві, вже при зареєстрованих явищах зазнають значного струмового перевантаження під час дії резонансних явищ, що згубно позначається

на можливих термінах їх експлуатації. Крім того, регулярний вплив вищих гармонік із значними рівнями призводить до прискореної деградації ізоляції обладнання мережі 6 кВ, а, можливо, й мережі 110кВ, як живлячої.

### **1.7 Висновки по розділу**

Проведений аналіз фактичних режимів роботи підприємства за показниками якості електричної енергії дозволив встановити наступне:

- значення відхилення та несиметрії напруги знаходяться у нормально допустимих межах у відповідності до стандарту;

В режимах відсутності навантаження основних технологічних ділянок (ремонтна зміна) коефіцієнт викривлення синусоїдальності кривої напруги, також відповідає нормально допустимим межах згідно з зафіксованими значеннями.

При роботі технологічного обладнання спостерігається зміна сумарного коефіцієнту несинусоїдальності з 1,1% до 6,11%, що значно перевищує гранично допустимі норми. Тому, необхідно розробити заходи щодо зниження впливу ВГС.



## 2 Оцінка впливу якості електричної енергії на режими роботи СЕП

### 2.1 Визначення втрат потужності та енергії без урахування ВГС

#### 2.1.1 Втрати у трансформаторах

На підприємстві встановлено 12 трансформаторів Trihal сухого типу з коефіцієнтом завантаження  $K = 0,6$ .

Втрати потужності в обмотках трансформатора визначаються за наступною формулою [5]:

$$\Delta P_{обм T} = \Delta P_{кз} \cdot K^2 \cdot n,$$

де  $\Delta P_{кз}$  – втрати активної потужності досліду короткого замикання між відповідними парами обмоток трансформатора, кВт;

$K$  – коефіцієнт завантаження трансформаторів;

$n$  – кількість трансформаторів.

Для розрахунку втрат використовуємо дані трансформаторів, що наведені у табл. 2.1.

Таблиця 2.1 – Параметри трансформаторів, що встановлені на підприємстві

№	Тип трансформатора	Кількість трансформаторів, n	Потужність, МВА	Втрати потужності в сталі, $\Delta P_{см}$ , кВт	Втрати потужності короткого замикання, $\Delta P_{кз}$ , кВт	Напруга КЗ, $u_k$ , %
1	Trihal 1000/6	2	1	2	10	6
2	Trihal 800/6	4	0,8	2	10	6
3	Trihal 1200/6	2	1,2	2,5	12	6
4	Trihal 1600/6	4	1,6	2,8	14	6

Втрати енергії розраховуємо за виразом [5]:

$$\Delta A_T = (\Delta P_{см T} \cdot n \cdot T_p + \Delta P_{обм T} \cdot \tau_{нб}) \cdot 10^{-3},$$

де  $\Delta P_{см T}$  – втрати активної потужності за даними дослідження холостого ходу трансформатора;

$n$  – кількість трансформаторів;

$T_p = 8760$  год – час роботи трансформаторів протягом року;

$\Delta P_{обм T}$  – втрати активної потужності в обмотках трансформатора;

$\tau_{нб}$  – тривалість (час) найбільших втрат.

Час найбільших втрат [5]:

$$\tau_{нб} = \left(0,124 + \frac{T_{нб}}{10^4}\right)^2 \cdot T_p = \left(0,124 + \frac{5475}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = 3949,200$$

де  $T_{нб} = 365 \cdot 15 = 5475$  год – тривалість використання найбільшої активної потужності.

Проводимо розрахунки для трансформаторів потужністю 1000 кВА. Втрати потужності в обмотках трансформатора:

$$\Delta P_{обм T} = \Delta P_{кз} \cdot K^2 \cdot n = 10 \cdot 0,6^2 \cdot 2 = 7,2 \text{ кВт}$$

Втрати енергії:

$$\begin{aligned} \Delta A_T &= (\Delta P_{см T} \cdot n \cdot T_p + \Delta P_{обм T} \cdot \tau_{нб}) \cdot 10^{-3} = (2 \cdot 2 \cdot 8760 + 7,2 \cdot 3949) \cdot 10^{-3} \\ &= 63,473 \text{ МВт} \cdot \text{год} \end{aligned}$$

Проводимо аналогічні розрахунки для інших трансформаторів. Результати зводимо до табл. 2.2.

Таблиця 2.2 – Результати розрахунків втрат потужності та енергії у трансформаторах

№	Потужність трансформатору, кВА	Кількість трансформаторів	Втрати потужності, кВт	Втрати енергії, МВт·год
1	1000	2	7,2	63,473
2	800	4	14,4	126,946
3	1200	2	8,64	77,919
4	1600	4	20,16	177,724

### 2.1.2 Втрати у кабельних лініях

Перелік кабельних ліній, що прокладені у мережі зв'язку, та їх параметри наведені у табл. 2.3.

Таблиця 2.3 – Кабельні лінії підприємства

№	Тип КЛ	Довжина l, км	Погонний активний опір $r_0$ , Ом/км	Активний опір КЛ R, Ом	Потужність, що протікає у КЛ, кВА
1	ВБбШв-6 3x95	0,13	0,193	0,025	2
2	ВБбШв-6 3x95	0,67	0,193	0,129	1,6
3	ВБбШв-6 3x95	0,83	0,193	0,16	1,6
4	ВБбШв-6 3x95	0,5	0,193	0,097	2,4
5	ВБбШнг-6 3x50	0,2	0,37	0,074	0,131
6	ВБбШнг-6 3x50	0,19	0,37	0,07	0,131
7	ВБбШнг-6 3x50	0,28	0,37	0,104	0,226
8	ВБбШнг-6 3x50	0,3	0,37	0,111	0,131
9	ВВГнг-6 3x120	0,05	0,153	$7,7 \times 10^{-3}$	3,2
10	ВВГнг-6 3x120	0,04	0,153	$6,16 \times 10^{-3}$	3,2
11	ВВГнг-6 3x95	0,035	0,193	$6,83 \times 10^{-3}$	0,095
12	ВБбШв-6 3x150	0,98	0,123	0,121	10

Для розрахунку втрат потужності в кабельних лініях використовуємо наступну формулу [5]:

$$\Delta P_{KL} = \left( \frac{S_{KL}}{U_{ном}} \right)^2 \cdot R_{KL},$$

де  $S_l$  – потужність, що безпосередньо протікає у лінії;

$U_{ном}$  – номінальна напруга лінії;

$R_l = r_0 \cdot l$  – опір лінії,

де  $r_0$  – погонний активний опір, Ом/м;

$l$  – довжина лінії, км.

Сумарні втрати потужності у КЛ:

$$\Delta P_{KL\Sigma} = \sum \Delta P_{KLi}.$$

Втрати енергії визначаються наступним чином:

$$\Delta A_{KL} = \Delta P_{KL\Sigma} \cdot \tau_{нб}.$$

Проводимо розрахунки:

- втрати потужності:

$$\Delta P_{KL} = \left( \frac{S_{KL}}{U_{ном}} \right)^2 \cdot R_{KL} = \left( \frac{2}{6,3} \right)^2 \cdot 0,025 = 2,529 \times 10^{-3} \text{ MBm}$$

Аналогічні розрахунки проводимо для усіх ліній та зводимо результати у табл. 2.4.

Таблиця 2.4 – Результати розрахунку втрат потужності у КЛ

№	Тип КЛ	Втрати, $\Delta P_{КЛ}$ , МВт
1	ВБШВ-6 3х95	$2,529 \times 10^{-3}$
2	ВБШВ-6 3х95	$8,34 \times 10^{-3}$
3	ВБШВ-6 3х95	0,01
4	ВБШВ-6 3х95	0,014
5	ВБШНГ-6 3х50	$0,032 \times 10^{-3}$
6	ВБШНГ-6 3х50	$0,03 \times 10^{-3}$
7	ВБШНГ-6 3х50	$0,133 \times 10^{-3}$
8	ВБШНГ-6 3х50	$0,048 \times 10^{-3}$
9	ВВНГ-6 3х120	$1,987 \times 10^{-3}$
10	ВВНГ-6 3х120	$1,589 \times 10^{-3}$
11	ВВНГ-6 3х95	$0,002 \times 10^{-3}$
12	ВБШВ-6 3х150	0,304
$\Delta P_{КЛ\Sigma}$	<b>ВСЬОГО:</b>	0,343

- втрати енергії:

$$\Delta A_{КЛ} = \Delta P_{КЛ\Sigma} \cdot \tau_{нб} = 0,343 \cdot 3949 = 1353 \text{ МВт} \cdot \text{год}$$

### 2.1.3 Втрати у двигунах

Номінальні втрати потужності для асинхронних двигунів [1]:

$$\Delta P_{АД} = n \cdot P_{ном} \cdot \frac{1 - \eta}{\eta},$$

де  $\eta$  – коефіцієнт корисної дії.

Параметри двигунів, що встановлені на підприємстві наведено у табл. 2.5.

Таблиця 2.5 – Номінальні параметри асинхронних двигунів

Кількість АД	Потужність двигуна, кВт	ККД, %	cosφ
3	250	95,2	0,92
1	375	95,4	0,92

Проводимо розрахунок втрат у АД:

$$\Delta P_{\text{АД}} = n \cdot P_{\text{ном}} \cdot \frac{1 - \eta}{\eta} = 3 \cdot 250 \cdot \frac{1 - 0,92}{0,92} = 65,22 \text{ кВт}$$

Результати розрахунків заносимо до табл. 2.6.

Таблиця 2.6 – Втрати потужності в асинхронному двигуні

Потужність двигуна, кВт	Кількість АД	Втрати потужності $\Delta P_{\text{АД}}$ , кВт
250	3	65,22
375	1	32,6
<b>ВСЬОГО:</b>		<b>95,82</b>

Визначимо втрати енергії у АД:

$$\Delta A_{\text{АД}} = \Delta P_{\text{АД}\Sigma} \cdot \tau_{\text{нб}} = 95,82 \cdot 3949 = 378,4 \text{ МВт} \cdot \text{год}$$

## 2.2 Визначення втрат потужності та енергії з урахуванням ВГС

### 2.2.1 Втрати у трансформаторах

Для розрахунку втрат потужності у трансформаторах від ВГС необхідно попередньо розраховуємо коефіцієнт гармонійних втрат [1]:

$$K_v = \frac{\left(\frac{K_{Uv}}{100}\right)^2}{v_v \sqrt{v}},$$

де  $K_{Uv}$  – значення коефіцієнту несинусоїдальності за напругою, % (табл. 2.7);  
 $v_v$  – номер гармоніки (табл. 2.7).

Таблиця 2.7 – Значення коефіцієнту несинусоїдальності за напругою

№ гармоніки, $v_v$	5	7	11	13	17
$K_{Uv}$ , %	28,4	9,12	7,82	62,7	21,3

Коефіцієнт гармонійних втрат для п'ятої гармоніки:

$$K_5 = \frac{\left(\frac{K_{Uv}}{100}\right)^2}{v_v \sqrt{v}} = \frac{\left(\frac{2,0}{100}\right)^2}{5\sqrt{5}} = 3,58 \times 10^{-5}$$

Інші розрахунки проводимо аналогічно. Результати зводимо у табл. 2.8.

Таблиця 2.8 – Результати розрахунків коефіцієнту гармонійних втрат

n	5	7	11	13	17
$K_v$	$3,58 \times 10^{-5}$	$4,23 \times 10^{-5}$	$1,75 \times 10^{-6}$	$1,05 \times 10^{-6}$	$9,13 \times 10^{-7}$
$K_{v\Sigma}$	$8,36 \times 10^{-5}$				

Величина додаткових втрат активної потужності у трансформаторах від впливу ВГС[1]:

$$\Delta P_{Tv} = n \cdot \Delta P_{обм\ T} \cdot \frac{0,6}{u_k^2} \cdot K_{v\Sigma} = 2 \cdot 7,2 \cdot \frac{0,6}{0,06^2} \cdot 8,36 \cdot 10^{-5} = 0,2 \text{ кВт},$$

де  $n$  – кількість трансформаторів;

$\Delta P_{\text{обм Т}}$  – втрати в обмотках трансформатора, без урахування ВГС, кВт;

$u_k$  – напруга короткого замикання;

$K_{\nu\Sigma}$  – коефіцієнт гармонійних втрат.

Результати розрахунків додаткових втрат зводимо до табл. 2.9.

Таблиця 2.9 – Додаткові втрати активної потужності у трансформаторах від впливу ВГС:

Потужність трансформатора	Кількість трансформаторів	Додаткові втрати $\Delta P_{\text{Тв}}$ , кВт
1000	2	0,2
800	4	0,8
1200	2	0,24
1600	4	1,12
<b>ВСЬОГО:</b>		<b>2,36</b>

Тоді, додаткові втрати енергії від вищих гармонік у трансформаторах складатимуть:

$$\Delta A_{\text{дод Т}} = \Delta P_{\text{Тв}} \cdot \tau_{\text{нб}} = 2,36 \cdot 3949 = 9319,64 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

## 2.2.2 Втрати у кабельних лініях

Попередньо розраховуємо коефіцієнт гармонійних втрат для кабельних ліній[6]:

$$\begin{aligned} K_{\nu\text{КЛС}} &= \sum (K_{\nu i}^2 \sqrt{v_i}) \cdot 10^{-4} \\ &= (7,01^2 \sqrt{5} + 6,33^2 \sqrt{7} + 2,66^2 \sqrt{11} + 3,04^2 \sqrt{13} + 1,57^2 \sqrt{17}) \\ &\cdot 10^{-4} = 0,0283 \end{aligned}$$



Величина додаткових втрат активної потужності у кабельних лініях від впливу вищих гармонік:

$$\Delta P_{\text{КЛ}\nu} = \Delta P_{\text{КЛ}} \cdot K_{\nu\text{КЛ}\Sigma} = 2,529 \cdot 0,0283 = 7,156 \cdot 10^{-2}, \text{кВт}$$

Результати додаткових втрат потужності у кабельних лініях від ВГС зводимо до табл. 2.10.

Таблиця 2.10 – Додаткові втрати потужності у КЛ від ВГС

Тип КЛ	Додаткові втрати потужності $\Delta P_{\text{КЛ}\nu}$ , кВт
ВБбШв-6 3x95	$7,156 \times 10^{-2}$
ВБбШв-6 3x95	0,236
ВБбШв-6 3x95	0,292
ВБбШв-6 3x95	0,396
ВБбШнг-6 3x50	$9,041 \times 10^{-4}$
ВБбШнг-6 3x50	$8,589 \times 10^{-4}$
ВБбШнг-6 3x50	$3,765 \times 10^{-3}$
ВБбШнг-6 3x50	$1,356 \times 10^{-3}$
ВВГнг-6 3x120	$5,622 \times 10^{-2}$
ВВГнг-6 3x120	$4,498 \times 10^{-2}$
ВВГнг-6 3x95	$4,392 \times 10^{-5}$
ВБбШв-6 3x150	$8,595 \times 10^{-3}$
ВСЬОГО:	9,699

Додаткові втрати енергії у КЛ від вищих гармонік:

$$\Delta A_{\text{дод КЛ}} = \Delta P_{\text{КЛ}\nu} \cdot \tau_{\text{нб}} = 9,699 \cdot 3949 = 37,117 \text{ МВт} \cdot \text{год}$$

### 2.2.3 Втрати у двигунах

Величина додаткових втрат активної потужності у асинхронних двигунах від впливу ВГС[1]:

$$\Delta P_{Адv} = \Delta P_{Ад} \cdot K_{п}^2 \cdot K_{v\Sigma} = 63,2 \cdot 5,7^2 \cdot 8,36 \cdot 10^{-5} = 0,172 \text{ кВт}$$

Результати розрахунків зводимо до табл. 2.11.

Таблиця 2.11 – Додаткові втрати у АД від вищих гармонік

Потужність АД	Кількість АД	Додаткові втрати потужності $\Delta P_{Адv}$ , кВт
250	3	0,172
375	1	0,089
ВСЬОГО:		0,261

Додаткові втрати енергії у асинхронних двигунах від дії ВГС складатимуть:

$$\Delta A_{\text{дод КЛ}} = \Delta P_{Адv} \cdot \tau_{\text{нб}} = 0,261 \cdot 3949 = 1,03 \text{ МВт}$$

### 2.3 Розрахунок прогнозованих електромагнітних збитків

Щорічні збитки, обумовлені додатковими втратами потужності і скороченням терміну служби ізоляції електрообладнання від впливу ВГС, розраховується по співвідношенням, наведеними, по різних видах устаткування[7].

- для асинхронних двигунів:

$$y_v^{АД} = (250 T^{АД} \Delta P^{АД} k_{\beta} + 4 K^{АД}) \sum_{v=2}^n \frac{U_{v*}^2}{v \sqrt{v}}$$

- для трансформаторів:

$$y_v^T = (610 T^T \Delta P_{кз}^T k_\beta + 1,2 K^T) \sum_{v=2}^n \frac{U_{v*}^2}{v \sqrt{v}}$$

- для кабельних ліній:

$$y_v^{KL} = 0,1 \sum (L_i \cdot K_{0i}) \cdot \sum (U_{v*}^2 \cdot v)$$

- для батарей конденсаторів:

$$y_v^{BK} = 1,1 Q^{BK} \sum (U_{v*}^2 \cdot v)$$

де  $T_{AD}$  ( $T_T$ ) - час роботи двигуна (трансформатора) на протязі року, тис. год;

$\Delta P_{м.н.}^{(AD)}$  ( $\Delta P_{м.н.}^{(T)}$ ) – втрати потужності в обмотках двигуна (трансформатора), кВт;

$C_0 = 0,9$  - орієнтовна прогнозована вартість електричної енергії, грн/кВт·год;

$K_{AD}$  ( $K_T$ ) – капітальні витрати на даний вид обладнання, грн;

$v$  – номер гармонічної складової спектра;

$U_v$  – коефіцієнт  $v$ -тої гармонійної складової за напругою, відносних од.;

$K_\beta = 360$  – коефіцієнт перерахунку вартості втрат електроенергії.

Визначимо величину гармонійного коефіцієнту збитку [7]:

$$\sum_{v=2}^n \frac{U_{v*}^2}{v \sqrt{v}} = \frac{0,002^2}{5\sqrt{5}} + \frac{0,0028^2}{7\sqrt{7}} + \frac{0,0008^2}{11\sqrt{11}} + \frac{0,0007^2}{13\sqrt{13}} + \frac{0,0008^2}{17\sqrt{17}} = 8,358 \times 10^{-5}$$

$$\sum (U_{v*}^2 \cdot v) = 0,002^2 \cdot 5 + 0,0028^2 \cdot 7 + 0,0008^2 \cdot 11 + 0,0007^2 \cdot 13 +$$

$$+0,0008^2 \cdot 17 = 0,011$$

Річний збиток за видами обладнання складе:

- асинхронний двигун

$$y_v^{AD} = (250 T^{AD} \Delta P^{AD} k_\beta + 4 K^{AD}) \sum_{v=2}^n \frac{U_{v*}^2}{v \sqrt{v}} =$$

$$= (250 \cdot 3,945 \cdot 21,74 \cdot 85 + 4 \cdot 6340) \cdot 8,358 \cdot 10^{-5} = 155 \text{ тис грн.}$$

- трансформатор

$$y_v^T = (610 T^T \Delta P_{K3}^T k_\beta + 1,2 K^T) \sum_{v=2}^n \frac{U_{v*}^2}{v \sqrt{v}} =$$

$$= 2(610 \cdot 3,945 \cdot 10 \cdot 85 + 1,2 \cdot 6820) \cdot 8,358 \cdot 10^{-5} = 343,62 \text{ тис. грн.}$$

- батареї конденсаторів

$$y_v^{BK} = 1,1 Q^{BK} \sum (U_{v*}^2 \cdot v) = 1,1 \cdot 900 \cdot 0,011 = 10,515 \text{ тис. грн.}$$

- кабельні лінії

$$y_v^{KL} = 0,1 \sum (L_i \cdot K_{0i}) \cdot \sum (U_{v*}^2 \cdot v) =$$

$$= 0,1(0,98 \cdot 1364 + 0,67 \cdot 784 + 0,83 \cdot 784 + 0,13 \cdot 784 + 0,5 \cdot 784 +$$

$$+ 0,2 \cdot 476 + 0,19 \cdot 476 + 0,28 \cdot 476 + 0,3 \cdot 476 + 0,05 \cdot 902 +$$

$$+ 0,04 \cdot 902 + 0,035 \cdot 1000) \cdot 0,011 = 3,807 \text{ тис. грн.}$$

Аналогічні розрахунки проводимо для всього обладнання. Результати зводимо у табл. 2.12.

Таблиця 2.12 – Збитки, обумовлені додатковими втратами потужності

Асинхронні двигуни		
Потужність АД, кВт	Кількість	Значення збитків, тис. грн./рік
250	3	465
375	1	231
<b>ВСЬОГО:</b>		<b>693</b>
Трансформатори		
1000	2	343,62
800	4	678,24
1200	2	412,07
1600	4	961,05
<b>ВСЬОГО:</b>		<b>2404</b>

Сумарний збиток від порушення синусоїдальності кривої напруги складе:

$$y_{\Sigma} = y_{\nu}^{\text{АД}} + y_{\nu}^{\text{Т}} + y_{\nu}^{\text{БК}} + y_{\nu}^{\text{КЛ}} = 693 + 2404 + 10,52 + 3,81 = 3114 \text{ тис. грн.}$$

#### 2.4 Розрахунок відносного скорочення терміну служби обладнання

Для розрахунку відносного скорочення терміну служби ізоляції трансформатора розраховуємо спочатку приріст температури нагріву, викликаній впливом ВГ [3]:

$$\Delta\tau_{\text{ТР}} = \Delta\tau_{\text{норм}} \frac{\Delta P_{\text{гарм}}}{\Delta P_{\text{м}}} = 80 \cdot \frac{0,324}{7,2} = 3,6 \text{ }^{\circ}\text{C},$$

де  $\Delta\tau_{\text{норм}} = 80^{\circ}\text{C}$  – температура ізоляції при нормальному режимі роботи,  $^{\circ}\text{C}$ ;

$\Delta P_{\text{гарм}}$  – додаткові втрати від дії ВГ;

$\Delta P_M$  – активні втрати потужності у трансформаторі, табл. 2.2.

Відносне скорочення терміну служби ізоляції трансформатора [3]:

$$\Delta T = \left( 0,086 \cdot \Delta\tau + \frac{(0,086 \cdot \Delta\tau)^2}{2} \right) \cdot t = \left( 0,086 \cdot 3,6 + \frac{(0,086 \cdot 3,6)^2}{2} \right) \cdot 25$$

$$= 8,94 \text{ роки,}$$

де  $t = 25$  – тривалість нормальної експлуатації трансформатора, роки.

Розраховуємо приріст температури нагріву, викликаного впливом ВГ для АД:

$$\Delta\tau_{\text{АД}} = \Delta\tau_{\text{норм}} \frac{\Delta P_{\text{АД}}}{P_1} = 75 \cdot \frac{0,172}{2,5} = 5,16^\circ\text{C}$$

Відносне скорочення терміну служби ізоляції АД:

$$\Delta T = \left( 0,086 \cdot \Delta\tau + \frac{(0,086 \cdot \Delta\tau)^2}{2} \right) \cdot t = \left( 0,086 \cdot 5,16 + \frac{(0,086 \cdot 5,16)^2}{2} \right) \cdot 20$$

$$= 6,4 \text{ роки}$$

Розраховуємо приріст температури нагріву, викликаного впливом ВГ для БК:

$$\Delta\tau_{\text{АД}} = \Delta\tau_{\text{норм}} \frac{\Delta P_{\text{БК}}}{Q \cdot tg\delta} = 30 \cdot \frac{0,23}{900 \cdot 0,005} = 1,59^\circ\text{C}$$

Відносне скорочення терміну служби ізоляції АД:

$$\Delta T = \left( 0,086 \cdot \Delta\tau + \frac{(0,086 \cdot \Delta\tau)^2}{2} \right) \cdot t = \left( 0,086 \cdot 1,59 + \frac{(0,086 \cdot 1,59)^2}{2} \right) \cdot 20$$

$$= 1,55 \text{ роки}$$

## 2.5 Заходи щодо зменшення рівнів гармонійних складових

Важливим елементом систем електропостачання за наявності гармонік стають фільтро-компенсуючі пристрої (ФКП). Їх застосування в мережах зумовлено наявністю вищих гармонік і появою резонансів струмів та напруги в колах, що складаються з ємності та індуктивності. Значне зростання величини амплітуд гармонік струму, що знаходяться в резонансних режимах або близьких до них, призводить до того, що діючі значення несинусоїдального струму в колі батарей конденсаторів значно зростають і можуть перевищувати допустимі [8].

В електричних мережах конденсаторні батареї підключаються безпосередньо до шин розподільних улаштувань з метою компенсації реактивної потужності. Таке підключення має ряд недоліків, основним із яких є перевантаження конденсаторів струмами вищих гармонік. Тому другим способом підключення є включення реактора між шинами та ємністю, тобто утворення кола L-C для фільтрації вищих гармонік [8].

В електричних мережах силові резонансні фільтри застосовують, перш за все, для того, щоб притлумити завади від струмів або напруги вищих гармонік однієї або декількох частот. Такими властивостями характеризуються паралельні фільтри, які носять назву фільтро-компенсуючих пристроїв (ФКП) і які включаються паралельно джерелу вищих гармонік. Крім вказаних функцій ФКП за певних умов можуть використовуватись для симетрування системи лінійних напруг в системах електропостачання [8].

Коли є необхідність уникнути проникнення струмів визначеної частоти в окремі вузли мережі, можливо використати послідовні фільтри, що складаються із паралельно включених ємності та індуктивності і створюють великий опір протіканню струму на вибраній частоті. Такі фільтри послідовно включаються з джерелом вищих гармонік. Таким чином послідовними фільтрами можливо розділити лінійні та нелінійні навантаження в мережах [8].

Важливою характеристикою фільтрів є полоса пропускання. В залежності від діапазону частот, що встановлюють полосу пропускання, розрізняють низько-частотні, високочастотні, полосові та загороджувальні фільтри [8].

До низькочастотних загороджувальних фільтрів відносять Г-, Т- та П- подібні фільтри. Причому Г-подібний фільтр може створюватися індуктивністю трансформатора перетворювача та ємністю батареї, що підключена до шин підстанції. Для запобігання резонансного підвищення напруги на частотах вищих гармонік резонансна частота такого контуру повинна бути меншою частоти найменшої гармоніки амплітудного спектра ЕРС або струму нелінійного навантаження. Результати досліджень показують, що для ефективного зниження рівня вищих гармонік за допомогою Г-подібного фільтра потрібна потужність батареї конденсаторів такого ж порядку, що і потужність трансформатору. Зрозуміло, що з економічної точки зору таке рішення не є прийнятним [8].

Порівняння Т- та П-подібного фільтрів показує, що для Т-подібного фільтра властивий недолік, який полягає в зниженні надійності через наявність двох послідовно включених реакторів. Тому перевагу надають П-подібному фільтру. Крім того, вхідний опір Т-подібного фільтра на частотах вищих гармонік більший ніж у П-подібного фільтра, тому спотворення кривої напруги на нелінійному навантаженні будуть значні. Тому на практиці значно частіше застосовують П-подібні фільтри низьких частот [8].

Але при застосуванні вказаних фільтрів потрібно уявити, що параметри елементів послідовних фільтрів мають такі значення, які дозволяють передати потужність навантаження мережі. Тому застосування послідовних фільтрів для розподілення лінійних і нелінійних навантажень потребує обґрунтованих доводів.

Паралельні фільтри настроюють на визначену частоту. За паралельного з'єднання LC-ланцюгів, настроєних на частоти окремих гармонік [8].

При застосуванні паралельних фільтрів дефіцит реактивної потужності на шинах підстанції може бути покритий батареєю конденсаторів фільтрокомпенсуючого пристрою. Причому встановлена потужність батарей конденсаторів ФКП має високий відсоток (до 80%) використання [8].



Через наявність ємнісних елементів фільтри вищих гармонік можуть являтися причиною резонансу. Фільтр визначеної гармоніки зменшує гармоніки напружки вище резонансної (індуктивний характер фільтра) і збільшує гармоніки порядку нижчої резонансної гармоніки фільтра (ємнісний характер фільтра). Тому для ефективної роботи фільтрів їх потрібно встановлювати, починаючи з гармонік самого низького порядку [8].

За неправильного включення фільтрів, коефіцієнт несинусоїдальності в точці їх підключення не тільки не зменшується, а може збільшуватися. В цьому випадку виникає перевантаження батарей конденсаторів фільтрів струмами вищих гармонік [8].

Аналогічні явища можуть виникати в мережі через можливі відхилення частоти в електричній системі та відхилення параметрів елементів LC-ланцюга фільтра. Відхилення значень ємностей батарей конденсаторів та індуктивностей реакторів цілим рядом факторів, які можливо розділити на об'єктивні та суб'єктивні. До суб'єктивних причин, що зумовлюють відхилення параметрів фільтрів відносяться відсутність науково-обґрунтованих методик та приборів контролю параметрів їх елементів (конденсаторів та індуктивності) в процесі експлуатації, похибки в проектуванні та налаштуванні тощо. До числа об'єктивних факторів відносять зміну ємності конденсаторів та індуктивності реакторів в залежності від умов експлуатації. Тому при виконанні розрахунків потрібно враховувати межі відхилень індуктивностей та ємностей фільтрів від номінальних значень [8].

## **2.6 Вибір параметрів фільтро-компенсуючого пристрою**

Для зниження рівня вищих гармонік до нормативного рівня приймаємо рішення про застосування фільтро-компенсуючих пристроїв.

Методика розрахунку ґрунтується на літературі [8].

Проводимо порівняння коефіцієнтів несинусоїдальності на шинах 6 кВ (табл. 2.13) з нормативними значеннями (табл. 2.14) до встановлення фільтрів.

Таблиця 2.13 – Коефіцієнти несинусоїдальності напруги

№	5	7	11	13	17	19	23	25
$K_U, \%$	4,5	3,49	2,76	2,85	0,8	0,87	0,62	0,575

Таблиця 2.14 – Нормативні значення коефіцієнтів напруги [2].

№	5	7	11	13	17	19	23	25
$K_U, \%$	4	3	2	2	1,5	1	1	1

З таблиць видно, що гармоніки №5, 7, 11 та 13 перевищують нормативні значення. Отже, проводимо розрахунок фільтрів для цих гармонік.

Напруга гармонік:

$$U_v = \frac{K_U}{100} U_{\text{ном}} = \frac{4,5}{100} \cdot 6 = 0,27$$

Результати розрахунків для інших гармонік зводимо до табл. 2.15.

Таблиця 2.15 – Напруга гармонік

№	5	7	11	13
$U_v, \text{кВ}$	0,27	0,209	0,166	0,171

Коефіцієнт підвищення напруги основної частоти на батареї за рахунок послідовного включення реактора:

$$a = \frac{v^2}{v^2 - 1} = \frac{5^2}{5^2 - 1} = 1,042$$

Результати розрахунків для інших гармонік зводимо до табл. 2.16.

Таблиця 2.16 – Коефіцієнт підвищення напруги основної частоти

№	5	7	11	13
a	1,042	1,021	1,008	1,006

Фазна напруга основної частоти на батареї фільтра:

$$U_1 = a \cdot \frac{U_{\text{ш}}}{\sqrt{3}} = 1,042 \cdot \frac{6,3}{\sqrt{3}} = 3,79 \text{ кВ}$$

Результати розрахунків для інших гармонік зводимо до табл. 2.17.

Таблиця 2.17 – Фазна напруга основної частоти

№	5	7	11	13
$U_1$ , кВ	3,79	3,714	3,67	3,659

Попередньо вибрана номінальна напруга на батареї фільтра – 3,79 кВ.

Коефіцієнт завантаження батареї за напругою основної частоти:

$$K_{U1} = \frac{U_1}{U_{\text{НБК}}} = \frac{3,79}{3,79} = 1$$

Результати розрахунків для інших гармонік зводимо до табл. 2.18.

Таблиця 2.18 – Коефіцієнт завантаження батареї за напругою основної частоти

№	5	7	11	13
$K_{U1}$	1	0,98	0,967	0,965

Коефіцієнт завантаження батареї за повним струмом:

$$C_i = \frac{1}{K_{U1}} = \frac{1}{1} = 1$$

Результати розрахунків для інших гармонік зводимо до табл. 2.19.

Таблиця 2.19 – Коефіцієнт завантаження батареї за повним струмом

№	5	7	11	13
$C_i$	1	1,02	1,03	1,04

Коефіцієнт завантаження батареї за струмом гармоніки:

$$K_i = \sqrt{1,3^2 - K_{U1}} = \sqrt{1,3^2 - 1^2} = 0,831$$

Результати розрахунків для інших гармонік зводимо до табл. 2.20.

Таблиця 2.20 – Коефіцієнт завантаження батареї за струмом гармоніки

№	5	7	11	13
$K_i$	0,831	0,854	0,869	0,871

Потужність батареї за умови ефективності поглинання струмів гармоніки:

$$Q_{БК} = K_p \cdot S_{кз} \cdot 10^3 = 0,0004 \cdot 94,7 \cdot 10^3 = 37,9 \text{ квар,}$$

де  $K_p$  – коефіцієнт розладу фільтра;

$S_{кз}$  – потужність короткого замикання.

Потужність батареї за умови недопущення перевантаження:

$$Q_{\text{БК}} = \frac{3 \cdot U_{\text{НБК}} \cdot K_{\text{ір}} \cdot I_{\nu}}{K_{\text{і}}} = \frac{3 \cdot 3,79 \cdot 1,2 \cdot 19}{0,831} = 312,083 \text{ квар},$$

де  $K_{\text{ір}}$  – коефіцієнт, що враховує поточну настройку фільтра в резонанс, для 5 та 7 гармоніки  $K_{\text{ір}} = 1,2$ ; для 11 та 13 –  $K_{\text{ір}} = 1,1$ .

Результати розрахунків для інших гармонік зводимо до табл. 2.21.

Таблиця 2.21 – Потужність батареї за умови недопущення перевантаження

№	5	7	11	13
$Q_{\text{БК}}$ , квар	312,083	319,469	95,006	57,432

Прийнята потужність батареї фільтрів (табл. 2.22).

Таблиця 2.22 – Прийнята потужність батареї фільтрів

№	5	7	11	13
$Q_{\text{НФ}}$ , квар	310	320	95	60

Номінальний струм батареї фільтра:

$$I_{\text{НФ}} = \frac{Q_{\text{НФ}}}{3 \cdot U_{\text{НБК}}} = \frac{310}{3 \cdot 3,79} = 27,265 \text{ А}$$

Результати розрахунків для інших гармонік зводимо до табл. 2.23.

Таблиця 2.23 – Номінальний струм батареї фільтра

№	5	7	11	13
$I_{\text{НФ}}$ , А	27,265	28,144	8,355	5,277

Характеристичний опір фільтра:

$$\rho = \frac{3 \cdot U_{\text{НБК}}^2}{Q_{\text{НФ}}} \cdot 10^3 = \frac{3 \cdot 3,79^2}{310} = 139 \text{ Ом}$$

Результати розрахунків для інших гармонік зводимо до табл. 2.24.

Таблиця 2.24 – Характеристичний опір фільтра

№	5	7	11	13
$\rho$ , Ом	139	134,66	453,603	718,205

Максимальна напруга резонансної частоти на елементах фільтру:

$$U_{v \text{ p.max}} = I_{\text{НФ}} \cdot C_{iv \text{ дод}} \cdot \rho \cdot 10^{-3} = 27,265 \cdot 1,3 \cdot 193 \cdot 10^{-3} = 4,927, \text{ кВ}$$

Максимальна напруга на батареї фільтра:

$$U_{C \text{ max}} = \sqrt{U_1^2 + U_{v \text{ p.max}}^2} = \sqrt{3,79^2 + 4,927^2} = 6,216, \text{ кВ}$$

Результати розрахунків для інших гармонік зводимо до табл. 2.25.

Таблиця 2.25 – Максимальна напруга на батареї фільтра

№	5	7	11	13
$U_{C \text{ max}}$ , кВ	6,216	6,17	6,141	6,137

Фактичний коефіцієнт завантаження батареї за струмом гармонік:

$$K_{iv\phi} = \frac{I_v \cdot K_{iv}}{I_{\text{НФ}}} = \frac{19 \cdot 1,2}{27,265} = 0,836$$

Результати розрахунків для інших гармонік зводимо до табл. 2.26.

Таблиця 2.26 – Фактичний коефіцієнт завантаження батареї за струмом гармонік

№	5	7	11	13
$K_{iv\phi}$	0,836	0,853	0,869	0,834

Вибір реакторів фільтра. Індуктивний опір реактора на частоті гармоніки:

$$X_p = \frac{\rho}{\nu} = \frac{193}{5} = 27,801, \text{ Ом}$$

Результати розрахунків для інших гармонік зводимо до табл. 2.27.

Таблиця 2.27 – Індуктивний опір реактора на частоті гармоніки

№	5	7	11	13
$X_p, \text{ Ом}$	27,801	19,238	41,237	55,247

Номінальний струм реактору фільтра:

$$I_{HP} = 1,3 \cdot I_{H\phi} = 1,3 \cdot 27,265 = 35,44 \text{ А}$$

Результати розрахунків для інших гармонік зводимо до табл. 2.28.

Таблиця 2.28 – Номінальний струм реактору фільтра

№	5	7	11	13
$I_{HP}, \text{ А}$	35,44	36,588	10,862	6,86

Напруга основної частоти на реакторі фільтра:

$$U_{1p} = \frac{U_{III}}{\sqrt{3} \cdot (v^2 - 1)} = \frac{6,3}{\sqrt{3} \cdot (5^2 - 1)} = 0,152 \text{ кВ}$$

Результати розрахунків для інших гармонік зводимо до табл. 2.29.

Таблиця 2.29 – Напруга основної частоти на реакторі фільтра

№	5	7	11	13
$U_{1p}$ , кВ	0,152	0,0758	0,03	0,0217

Максимальна повна напруга на реакторі фільтра:

$$U_{p \max} = \sqrt{U_{1p}^2 + U_{v p \max}^2} = \sqrt{0,152^2 + 4,927^2} = 4,929 \text{ кВ}$$

Результати розрахунків для інших гармонік зводимо до табл. 2.30.

Таблиця 2.30 – Максимальна повна напруга на реакторі фільтра

№	5	7	11	13
$U_{p \max}$ , кВ	4,929	4,928	4,927	4,927

Визначення ефективності фільтра. Необхідна добротність фільтра:

$$q_v = \frac{K_{iv\phi} \cdot m \cdot 100}{\left(v \cdot \frac{K_{U_{норм}} U_{III}}{100}\right)^2 - (K_{iv\phi} \cdot m \cdot d^2 \cdot 100)^2} =$$

$$= \frac{0,836 \cdot 1,042 \cdot 100}{\left(5 \cdot \frac{4 \cdot 6,3}{100}\right)^2 - (0,836 \cdot 1,042 \cdot 0,015^2 \cdot 100)^2} = 54,898$$

Результати розрахунків для інших гармонік зводимо до табл. 2.31.



Таблиця 2.31 – Необхідна добротність фільтра

№	5	7	11	13
$q_v$	54,898	50,776	47,141	32,386

Коефіцієнт несинусоїдальності після встановлення фільтру:

$$K_{НС U \text{ зал}} = \sqrt{U_{\text{зал.5}}^2 + U_{\text{зал.7}}^2 + U_{\text{зал.11}}^2 + U_{\text{зал.13}}^2 + K_{U.17}^2 + K_{U.19}^2 + K_{U.23}^2 + K_{U.25}^2}$$

$$= \sqrt{0^2 + 0^2 + 0^2 + 0^2 + 0,8^2 + 0,87^2 + 0,62^2 + 0,575^2} = 1,45\%$$

Коефіцієнт несинусоїдальності до встановлення фільтру:

$$K_{НС U \text{ поч}} = \sqrt{K_{U.5}^2 + K_{U.7}^2 + K_{U.11}^2 + K_{U.13}^2 + K_{U.17}^2 + K_{U.19}^2 + K_{U.23}^2 + K_{U.25}^2}$$

$$= \sqrt{4,5^2 + 3,49^2 + 2,76^2 + 2,85^2 + 0,8^2 + 0,87^2 + 0,62^2 + 0,575^2}$$

$$= 1,45\%$$

**Висновок:** Отриманий результат задовольняє вимоги щодо не перевищення допустимого рівня гармонік в мережі. Таким чином, прийняте рішення на початку розрахунків щодо конструктивного виконання фільтрів є вірним.

## 2.7 Висновки по розділу

Розрахунок впливу якості електричної енергії на режими роботи СЕП дозволив визначити, що при граничнодопустимим рівням ВГС значно скорочується нормативний термін служби обладнання:

- для трансформаторів – 8,94 років;
- для асинхронних двигунів – 6,4 роки;
- для батарей конденсаторів 1,55 роки.

Річні втрати електричної енергії складають 474,7 МВт·год. Прогнозовані електромагнітні збитки становлять 3114 тис. грн.

### **3 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБГРУНТУВАННЯ**

#### **Вступ**

Відомо, що якість споживаної електричної енергії значно впливає на роботу електроприймачів та термін їх експлуатації. За останнє десятиріччя різко зросла кількість пристроїв з імпульсивними блоками живлення, однією з особливостей яких є емісія вищих гармонік в мережу, що негативно впливає як на елементи мережі, так і на всю енергосистему в цілому.

Оскільки вищі гармоніки викликають некоректну роботу деяких електричних апаратів та передчасне старіння деяких елементів системи електропостачання, то гостро постає питання вчасного виявлення відхилення показників якості електричної енергії від стандарту та вжити заходів щодо їх усунення.

Оцінка впливу якості електричної енергії на роботу електроприймачів дозволить застосувати комплекс заходів щодо зниження втрат електроенергії, збільшення терміну експлуатації обладнання і, в результаті, послужить підвищенню енергоефективності виробництва, економії електроенергії, зниження витрат виробництва.

Для зменшення збитків, викликаними дією вищих гармонік необхідно встановлення фільтро-компенсуючих пристроїв. З метою обґрунтування економічної доцільності впровадження заходу необхідно визначити: капітальні витрати, експлуатаційні витрати, річну економію та термін окупності.

### 3.1 Розрахунок капітальних витрат

Капітальні вкладення - кошти, призначені для створення і придбання основних фондів і нематеріальних активів, що підлягають амортизації.

Проектні капіталовкладення ( $K_{пр}$ ) розраховуємо за наступною формулою [9]:

$$K_{пр} = K_{об} \left( \sum_{i=1}^k C_i \right) + Z_{мзс} + Z_m + Z_n + Z_{пр},$$

де  $K_{об}$  – вартість придбання обладнання;

$k$  – кількість необхідних комплектуючих елементів;

$Z_{мзс}$  – транспортно-заготівельні і складські витрати;

$Z_m$  – витрати на монтажні роботи;

$Z_n$  – витрати на налагоджувальні роботи;

$Z_{пр}$  – інші одноразові вкладення грошових коштів.

Для визначення вартості обладнання складається кошторис-специфікація, де приводиться найменування обладнання, його тип, кількість одиниць однотипного обладнання, його ціна і загальна вартість (табл. 3.1).

Таблиця 3.1 – Зведення капітальних витрат

Назва обладнання	К-ть, шт	Вартість, грн.
ФКУ	1	588 750
Транспортно-заготівельні і складські витрати, грн.		21 071
Монтажно-налагоджувальні роботи, грн.		4 119
Капітальні вкладення, грн.		613 940

Загальна формула для розрахунку витрат на монтажні і налагоджувальні роботи [9]:

$$Z_{m(n)} = \sum (C_i \cdot a_i \cdot t_i) \cdot K_d \cdot K_{CM} \cdot K_{np}$$

де  $C_i = 2$  – чисельність працівників і-го розряду, необхідних для виконання певного обсягу монтажних (налагоджувальних робіт), чел.;

$a_i = 78,5$  – годинна тарифна ставка працівника IV-го розряду, грн.;

$t_i = 16$  – час, необхідний для виконання певного обсягу монтажних (налагоджувальних робіт), год.;

$K_d = 1,12$  – коефіцієнт, що враховує розмір доплат;;

$K_{CM} = 1,22$  – коефіцієнт, що враховує єдиний соціальний внесок;

$K_{np} = 1,2$  – коефіцієнт, що враховує інші витрати на здійснення монтажних (налагоджувальних) робіт.

$$Z_{m(n)} = \sum (C_i \cdot a_i \cdot t_i) \cdot K_d \cdot K_{CM} \cdot K_{np} = (2 \cdot 78,5 \cdot 16) \cdot 1,12 \cdot 1,22 \cdot 1,2 = 4\ 119 \text{ грн.}$$

Перевезення обладнання відбувається з міста Запоріжжя до міста Покровськ поштовим сервісом «Нова пошта». Габаритні данні та вага обладнання наведено у табл. 3.2.

Таблиця 3.2 – Данні для розрахунку вартості транспортних витрат

Обладнання	Вага, кг	Габаритні розміри, мм	Доставка з міста
ФКУ	850	5000x1800x2300	Запоріжжя

Вартість доставки розраховано за допомогою онлайн-сервісу «Нова пошта» [10].

Отже, транспортні витрати складатимуть  $Z_{ТЗС} = 21\ 071$  грн.

Капітальні витрати становитимуть:

$$K_{\text{пр}} = 588\,750 + 21\,071 + 4\,5119 = 613\,940 \text{ грн.}$$

### 3.2 Розрахунок експлуатаційних витрат

Експлуатаційні витрати – це поточні витрати на експлуатацію і обслуговування об'єкту проектування за певний період (рік), виражені в грошовій формі.

До основних статей експлуатаційних витрат електротехнічного устаткування відносяться:

- амортизаційні відрахування ( $C_a$ ).
- витрати на технічне обслуговування й поточний ремонт устаткування та мереж ( $C_T$ ).
- вартість втрат електроенергії ( $C_e$ ).

Таким чином, річні експлуатаційні витрати по об'єкту проектування складають [9]:

$$C = C_a + C_T + C_e, \text{ грн.}$$

#### 3.2.1 Розрахунок амортизаційних відрахувань

Основними засобами в дипломному проекті виступає прийняте обладнання обране у спеціальному розділі, воно відноситься до 4 групи. Мінімально допустимий термін корисного використання – 5 років. Тоді, норма амортизації становитиме 20%.

Розраховуємо річні амортизаційні відрахування [9]:

$$AO = \frac{\Phi_n \cdot H_a}{100}$$

Норма амортизації для електрообладнання розраховується у відповідності до строку корисного використання, мінімальне значення якого за даними Податкового кодексу України становить 5 для машин і обладнання.

$$N_a = \frac{\Phi_{\pi} - Л}{\Phi_{\pi} \cdot T_{\pi}} 100\% = \frac{613\,940 - 61\,394}{613\,940 \cdot 5} 100\% = 18\%,$$

де  $\Phi_{\pi}$  – первісна вартість об’єкта основних засобів;

$T_{\pi}$  – термін корисного використання ( амортизаційний період).

$Л$  – розрахункова ліквідаційна вартість основних засобів.

Тоді річні амортизаційні відрахування за прямолінійним методом складуть:

$$AO = \frac{613\,940 \cdot 0,18}{100} = 1\,106 \text{ грн.}$$

### **3.2.2 Визначення річних витрат на технічне обслуговування і поточний ремонт**

Річні витрати на технічне обслуговування і поточний ремонт електротехнічного устаткування приймаємо на підставі фактичних даних, що до технічного обслуговування аналогічного обладнання – 100 000 грн.:

$$C_{т.о.} = 100\,000 \text{ грн.}$$

### **3.2.3 Розрахунок вартості електроенергії**

Річна економія від впровадження прийнятого науково-технічного рішення полягає у зниженні втрат у мережі за рахунок фільтрації вищих гармонік.

Отже, вартість втрат електроенергії становитимуть:

$$C_e = W_p \cdot C_e,$$

де  $W_p$  – втрати енергії за рік (визначено у другому розділі кваліфікаційної роботи);

$C_e$  – тариф на електроенергію, грн./ кВт·год;

Отримуємо:

$$C_e = 474\,700 \cdot 3,25 = 1\,542\,775 \text{ грн.}$$

Розраховуємо експлуатаційні витрати складатимуть:

$$C_{\pi} = 1\,106 + 100\,000 = 101\,106 \text{ грн.}$$

### 3.3 Визначення річної економії

Повна річна економія від впровадження прийнятого науково-технічного рішення визначається з урахуванням експлуатаційних витрат по даному об'єкту:

$$E_{\text{кп}} = E_{\text{кр}} - C, \text{ грн}$$

$$E_{\text{кп}} = 1\,542\,775 - 101\,106 = 1\,441\,669 \text{ грн.}$$

### 3.4 Визначення та аналіз показників економічної ефективності

Термін окупності капітальних витрат  $T_p$  показує, за скільки років вони окупляться за рахунок загальної економії від впровадження прийнятого технічного рішення:

$$T_p = \frac{K_{\text{пр}}}{E_{\text{кп}}} = \frac{613\,940}{1\,441\,669} = 0,43 \text{ роки}$$

Термін окупності становить менше мінімального встановленого терміну окупності – 5 років.



**Висновки до розділу:**

Економічна оцінка доцільності розробки проекту встановлення технічних засобів показала, що впровадження даних розроблених технічних рішень буде ефективною. Даний проект при капітальних витратах 613 940 грн. окупиться за 0,43 роки, при цьому експлуатаційні витрати складатимуть – 101 106 грн, а повна річна економія становить – 1 441 669 грн.

## Висновки

У роботі виконано дослідження та оцінку впливу показників якості електричної енергії на роботу струмоприймачів та систему електропостачання промислового підприємства за фактичними замірами відповідних режимів та запропоновано застосування фільтро-компенсуючого пристрою. Це дозволить забезпечити зниження втрат електроенергії, уникнути прискореного зниження терміну експлуатації обладнання і сприятиме підвищенню енергоефективності технологічних процесів виробництва шляхом уникнення електромагнітного збитку.

Проведений аналіз фактичних режимів роботи підприємства за показниками якості електричної енергії дозволив встановити наступне:

- значення відхилення та несиметрії напруги знаходяться у нормально допустимих межах у відповідності до стандарту;

В режимах відсутності навантаження основних технологічних ділянок (ремонтна зміна) коефіцієнт викривлення синусоїдальності кривої напруги, також відповідає нормально допустимим межах згідно з зафіксованими значеннями.

При роботі технологічного обладнання спостерігається короткочасна зміна коефіцієнту несинусоїдальності. Його значення досягають до 6,11%, що значно перевищує гранично допустимі норми. Але середозважений коефіцієнт несинусоїдальності складає 1,1%.

Розрахунок впливу якості електричної енергії на режими роботи СЕП дозволив визначити, що при граничнодопустимим рівням ВГС значно скорочується нормативний термін служби обладнання:

- для трансформаторів – 8,94 років;
- для асинхронних двигунів – 6,4 роки;
- для батарей конденсаторів 1,55 роки.

Річні втрати електричної енергії складають 474,7 МВт·год.

Прогнозовані електромагнітні збитки становлять 3114 грн.

Економічна оцінка доцільності розробки проекту встановлення технічних засобів показала, що впровадження даних розроблених технічних рішень буде

ефективною. Даний проект при капітальних витратах 613 940 грн. окупиться за 0,43 роки, при цьому експлуатаційні витрати складатимуть – 101 106 грн, а повна річна економія становить – 1 441 669 грн.

## Перелік посилань

1. Г. Г. Півняк, І. В. Жежеленко, Ю. А. Папаїка «Розрахунки показників електромагнітної сумісності» Навчальний посібник. М-во освіти і науки України – Д. : НГУ, 2014. – 113 с.
2. ГОСТ 13109-97. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. - М.: Стандартинформ , 1997. - 60 с.
3. Ю. А. Папаїка «Енергетична ефективність систем електропостачання гірничих підприємств з нелінійним навантаженнями» дисертація. – Д. : НГУ, 2018. – 148 с.
4. Папаика Ю.А. Енергетична ефективність систем електропостачання / Г.Г. Півняк, І.В. Жежеленко, Ю.А. Папаїка. – Д.: НТУ «ДП», 2018. – 149 с.
5. Г. Г. Півняк, Г. А. Кігель, Н. С. Волотковський «Розрахунки електричних систем електропостачання». – Д. : НГУ, 2011. – 223 с.
6. І. В. Жежеленко «Вищі гармоніки в системах електропостачання промислових підприємств» – М.: Энергоатомиздат, 2000. – 331 с.
7. І. В. Жежеленко, М. Л. Рабінович, В. М. Божко «Якість електричної енергії на промислових підприємствах». – К.: Техніка, 1981. –158 с.
8. Г. Г. Півняк, А. К. Шидловський, Г. А. Кігель, А. Я. Рибалко, О. І. Хованська «Особливі режими електричних мереж». – Д. : НГУ, 2009. –376 с.
9. Л. В. Тимошенко «Методичні вказівки до виконання економічної частини кваліфікаційної роботи» – Д.: НТУ «ДП», 2020. – 18с.
10. Тарифи «Нової пошти» URL: <https://novaposhta.ua/delivery>
11. Погодинні ціни купівлі-продажу електроенергії URL: <https://www.oree.com.ua/index.php/pricestr>
12. Тариф на послуги з передачі електричної енергії URL: <https://www.nerc.gov.ua/sferi-diyalnosti/elektroenergiya/promislovist/tarifi-na-elektroenergiyu-dlya-nepobutovih-spozhivachiv/tarif-na-poslugi-z-peredachi>

[elektrichnoyi-energiyi/tarif-na-poslugi-z-peredachi-elektrichnoyi-energiyi-shcho-diye-z-01-kvitnya-2021-roku](#)

13. Тарифи на послуги з розподілу електричної енергії URL:  
<https://www.nerc.gov.ua/sferi-diyalnosti/elektroenergiya/promislovist/tarifi-na-elektroenergiyu-dlya-nepobutovih-spozhyvachiv/tarifi-na-poslugi-z-rozpodilu-elektrichnoyi-energiyi/tarifi-na-poslugi-z-rozpodilu-elektrichnoyi-energiyi-shcho-diyut-z-01-veresnya-2021-roku>

## ДОДАТОК А

Відомість матеріалів кваліфікаційної роботи

№	Формат	Позначення	Найменування	Кількість аркушів	Примітка
1					
2			Документація		
3					
4	A4	ЕЕ.ОППм.21.10.ПЗ	Пояснювальна записка		
5					
6			Графічні матеріали		
7					
8		ЕЕ.ОППм.21.10.ПМ			







