

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ЛЬВІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ ВЕТЕРИНАРНОЇ
МЕДИЦИНИ ТА БІОТЕХНОЛОГІЙ ІМЕНІ С. З. ҐЖИЦЬКОГО
ФАКУЛЬТЕТ МЕХАНІКИ, ЕНЕРГЕТИКИ ТА
ІНФОРМАЦІЙНИХ ТЕХНОЛОГІЙ
КАФЕДРА ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНИХ СИСТЕМ

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

другого (магістерського) рівня освіти

на тему:

**«ПОКРАЩАННЯ ПАРАМЕТРІВ ЯКОСТІ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ
ПІДСТАНЦІЇ 110/10 КВ»**

Виконав: студент VI курсу

групи Ен – 61 спеціальності

141 «Електроенергетика, електротехніка та
електромеханіка»

(шифр і назва напрямку підготовки, спеціальності)

Дидик Б. М.

(підпис)

(прізвище та ініціали)

Керівник: Левонюк В. Р.

(підпис)

(прізвище та ініціали)

Рецензент: Сиротюк С. В.

(прізвище та ініціали)

ДУБЛЯНИ 2024

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ЛЬВІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ ПРИРОДОКОРИСТУВАННЯ
ФАКУЛЬТЕТ МЕХАНІКИ, ЕНЕРГЕТИКИ ТА ІНФОРМАЦІЙНИХ ТЕХНОЛОГІЙ
КАФЕДРА ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНИХ СИСТЕМ

Рівень вищої освіти – другий (магістерський) рівень

Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри

(підпис)

к.т.н., доцент Левонюк В. Р.
(вч. звання, прізвище, ініціали)

“ ” 202__ року

З А В Д А Н Н Я
НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ

Дидику Богдану Михайловичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи «Покращання параметрів якості електричної енергії підстанції 110/10 кВ»

керівник роботи к.т.н., доцент Левонюк В. Р.
(наук.ступінь, вч. звання, прізвище, ініціали)

затверджені наказом Львівського НУП № 140 / к - с від 28.02.2025 р.

2. Строк подання студентом роботи 12.12.2025 р.

3. Вихідні дані
технічна документація, науково-технічна і довідкова література

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити):
Вступ

1 Характеристика аналізованого об'єкта

2 Моделювання роботи підстанції

3 Покращання параметрів якості електричної енергії

4 Охорона праці та безпека у надзвичайних ситуаціях

5 Техніко-економічне обґрунтування впровадження компенсуючих пристроїв на 110/10 кВ

Висновки

Додатки

Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень)

Графічний матеріал подається у вигляді презентації

6. Консультанти розділів

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата		Відмітка про виконання
		завдання видав	завдання прийняв	
4	<i>Городецький І. М., к.т.н., доцент</i>			

7. Дата видачі завдання 28.02.2025 р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	<i>Виконання характеристики об'єкта та проведення аналізу технічних вимірів режимів роботи підстанції</i>	<i>28.02.2025 – 28.03.2025</i>	
2	<i>Розробка комп'ютерної моделі та здійснення комп'ютерних симуляцій</i>	<i>31.03.2025 – 2.05.2025</i>	
3	<i>Розробка заходів з покращання якості електричної енергії</i>	<i>5.05.2025 – 11.07.2025</i>	
4	<i>Написання розділу з охорони праці та безпеки у надзвичайних ситуаціях</i>	<i>14.07.2025 – 17.10.2025</i>	
5	<i>Виконання техніко-економічного обґрунтування прийнятих рішень</i>	<i>20.10.2025 – 7.11.2025</i>	
6	<i>Завершення оформлення розрахунково-пояснювальної записки та презентації</i>	<i>10.11.2025 – 28.11.2025</i>	
7	<i>Завершення роботи в цілому</i>	<i>1.12.2025 – 12.12.2025</i>	

Студент

Дидик Б. М.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Керівник роботи

Левонюк В. Р.
(підпис) (прізвище та ініціали)

УДК 621.43.1810:5

Дидик Б. М. «Покращання параметрів якості електричної енергії підстанції 110/10 кВ». Кваліфікаційна робота. Дубляни: Львівський національний університет ветеринарної медицини та біотехнологій імені С. З. Гжицького, 2025 р. 57 с. текстової частини, 10 таблиць, 18 рисунків, 18 джерел посилань.

У кваліфікаційній роботі виконано аналіз, моделювання та удосконалення режимів роботи підстанції 110/10 кВ, яка забезпечує електропостачання гірничодобувного підприємства з видобування та переробки щебеню. Виконано характеристику підстанції 110/10 кВ та аналіз складу її електроспоживачів. Побудовано імітаційну модель підстанції, яка відтворює її реальні режими роботи у зимовий та літній періоди. За результатами розрахунків встановлено, що рівень напруги на шинах 110 кВ та 10 кВ перевищує допустимі експлуатаційні межі на 5 – 6 %. Запропоновано заходи з покращання якості електричної енергії, серед яких – компенсація реактивної потужності та регулювання напруги за допомогою РПН. Розглянуто питання охорони праці та безпеки у надзвичайних ситуаціях. Проведено техніко-економічне обґрунтування запропонованих заходів. Встановлено, що впровадження батарей статичних забезпечує зниження втрат електроенергії та покращення режимів роботи трансформаторів.

ЯКІСТЬ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ, РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ, МОДЕЛЮВАННЯ, АНАЛІЗ, НЕСИНУСОЇДАЛЬНІСТЬ НАПРУГИ, КОМПЕНСАЦІЯ.

ЗМІСТ

ВСТУП.....	7
1 ХАРАКТЕРИСТИКА АНАЛІЗОВАНОГО ОБ’ЄКТА.....	9
1.1 Характеристика підстанції 110/10 кВ.....	9
1.2 Аналіз графіків електричних навантажень.....	13
1.3 Аналіз показників якості електроенергії.....	17
1.3.1 Відхилення лінійних напруг.....	19
1.3.2 Аналіз коефіцієнта спотворення синусоїдальності міжфазних напруг.....	20
1.3.3 Аналіз відхилень частоти.....	21
1.3.4 Аналіз коефіцієнта несиметрії напруги за зворотною послідовністю.....	22
1.3.5 Аналіз коефіцієнта n -ї гармонійної складової напруги.....	23
2 МОДЕЛЮВАННЯ РОБОТИ ПІДСТАНЦІЇ.....	25
2.1 Укладання комп’ютерної моделі.....	25
2.2 Аналіз результатів моделювання режимів підстанції.....	29
3 ПОКРАЩАННЯ ПАРАМЕТРІВ ЯКОСТІ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ.....	34
3.1 Компенсація реактивних навантажень в мережі.....	34
3.2 Оцінка впливу гармонічних складових напруг.....	35
3.3 Регулювання напруги з допомогою РПН.....	37
4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА У НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ...	40
4.1 Загальні вимоги охорони праці на об’єктах електроенергетики.....	40
4.2 Аналіз шкідливих та небезпечних виробничих факторів.....	41
4.3 Заходи з електробезпеки.....	42
4.4 Охорона праці в умовах дії шкідливих факторів.....	44
4.5 Безпека у надзвичайних ситуаціях.....	45

5	ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ ВПРОВАДЖЕННЯ КОМПЕНСУЮЧИХ ПРИСТРОЇВ НА 110/10 КВ.....	47
5.1	Розрахунок зменшення втрат електроенергії.....	47
5.2	Річна економія електроенергії та термін окупності.....	49
5.3	Економічна оцінка ефективності.....	49
	ВИСНОВКИ.....	51
	ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ.....	52
	ДОДАТКИ.....	54
	Додаток А Погодинні навантаження трансформаторів підстанції.....	54

ВСТУП

Надійність і якість електропостачання є ключовими показниками ефективності функціонування сучасних електроенергетичних систем. Зі зростанням електроспоживання, появою потужних нелінійних навантажень і поширенням автоматизованих технологічних процесів зростають вимоги до стабільності параметрів електричної енергії, зокрема рівня напруги, частоти та симетрії трифазної системи. Порушення зазначених параметрів безпосередньо впливає на працездатність електрообладнання, збільшує втрати енергії, спричиняє перегрів елементів мережі та зниження терміну служби споживачів [1].

Особливу роль у забезпеченні якісних показників електроенергії відіграють підстанції середнього класу напруги, які здійснюють трансформацію та розподіл електричної енергії до споживачів. Однією з таких підстанцій є досліджувана у кваліфікаційній роботі підстанція 110/10 кВ, яка є основним джерелом живлення гірничодобувного підприємства з електроємним технологічним обладнанням. Нестабільність навантажень, наявність реактивних складових та гармонічних спотворень призводять до відхилень напруги від номінальних значень і, як наслідок, до погіршення якості електричної енергії [2].

Для оцінки реальних режимів роботи підстанції та визначення напрямів підвищення її енергоефективності у кваліфікаційній роботі проведено аналіз добових графіків навантаження трансформаторів, розраховано коефіцієнти кореляції між напругою та потужністю, досліджено відповідність показників якості електричної енергії вимогам стандарту ДСТУ EN 50160:2023. На основі отриманих даних побудовано математичну модель підстанції у програмному середовищі ДАКАР, що дало змогу визначити вплив зміни навантаження на рівень напруги на шинах 110 кВ і 10 кВ у різні періоди доби та року.

Особливу увагу приділено розробленню заходів щодо покращання якості електроенергії, серед яких – компенсація реактивної потужності за допомогою батарей статичних конденсаторів та регулювання напруги засобами РПН трансформаторів. Проведено розрахунок необхідної потужності компе-

нсуючих пристроїв, оцінено вплив гармонійних складових напруги та визначено частотну характеристику мережі для уникнення резонансних явищ.

Метою кваліфікаційної роботи є покращання якості електричної енергії підстанції 110/10 кВ шляхом аналізу, моделювання та розроблення технічних заходів регулювання напруги і компенсації реактивної потужності.

Для досягнення мети в роботі потрібно розв'язати такі основні **завдання**:

- ❖ здійснити аналіз електричних навантажень споживачів підстанції;
- ❖ визначити показники якості електричної енергії та оцінити їх відповідність нормативним вимогам;
- ❖ розробити імітаційну модель підстанції у програмному середовищі ДАКАР та виконати розрахунок режимів роботи для різних періодів року;
- ❖ дослідити вплив зміни положень РПН трансформаторів на рівень напруги у мережі;
- ❖ обґрунтувати необхідність компенсації реактивної потужності та вибрати параметри відповідних пристроїв;
- ❖ здійснити оцінку впливу гармонічних складових на роботу мережі.
- ❖ здійснити техніко-економічну оцінку.

Об'єктом кваліфікаційної роботи є електрична підстанція 110/10 кВ, яка забезпечує електропостачання гірничодобувного підприємства з видобування та переробки щебеню.

Предметом кваліфікаційної роботи є режими роботи підстанції, показники якості електричної енергії та методи їх покращання шляхом регулювання напруги і компенсації реактивної потужності.

У світлі воєнних подій, які відбуваються в Україні після 24 лютого 2022 року, ми не можемо висвітлювати реальну фактичну інформацію, яка заборонена до відкритого публікування та носить стратегічний енергетичний характер. Тому, задля уникнення порушень правил, ми не будемо висвітлювати реальні назви підстанцій, а їх зашифруємо номерами підстанцій.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА АНАЛІЗОВАНОГО ОБ'ЄКТА

1.1 Характеристика підстанції 110/10 кВ

ПС №1 110 кВ – відгалужувальна. Вона побудована у 1990 р та є основним джерелом електричної енергії для підприємства, яке займається видобуванням гравію. Ця підстанція підключена до Західної електроенергетичної системи відпаюванням В-1 від магістральної ПЛ 110 кВ ПС2 – ПС3. Ця лінія виконана проводом марки АС-120/19.

Згідно з типовими рішеннями важливих електричних схем розподільчих пристроїв підстанцій 35 – 750 кВ, схема підстанції ПС1 має дві робочі системи шин 110 кВ на високій стороні та одну секційну систему шин 10 кВ з'єднану секційним вимикачем та роз'єднувачем на низькій стороні [3].

Схемою передбачено наявність двох трансформаторів марки ТМН-6300 номінальною повною потужністю 6,3 МВА. Схема підстанції представлена на рисунку 1.1.

Основним споживачем потужності ПС1 є гравійний кар'єр. Підприємство займається видобуванням граніту, гравію та піску із родовищ відкритим способом. Основним технологічним обладнанням є електричні екскаватори, вантажно-сортувальний комплекс, допоміжні ділянки та об'єкти. Встановлене обладнання включає себе: асинхронні двигуни, насоси, конвеєри, центрифуги, компресори, кар'єрний водовідлив, адміністративно-побутові корпуси, ремонтно-механічні майстерні, котельню, а також електроосвітлення виробничих будівель та складів.

Споживачі відносяться до III категорії за надійністю електропостачання, що характеризується одним джерелом живлення та одноконтурною лінією, здатною забезпечувати електропостачання основного технологічного устаткування. Перерва в електропостачанні може бути допущений на кілька днів для відновлення харчування, обмеженого жорсткими вимогами забезпечення сталості технологічного процесу.

Присутня частина споживачів, які відносяться до I категорії за надійністю електропостачання, які мають додаткове автономне джерело живлення.

Перелік електроспоживачів, ділянок та об'єктів, які входять до електропостачання ПС1 представлено у таблиці 1.1.

У нормальному режимі ділянка сортування та навантаження продукції, а також водовідлив отримують живлення від ПС4, проте ці споживачі включені до розрахунку, оскільки при аварійному відмиканні живильних ліній від ПС4 створюватимуть навантаження на ПС1.

За складом електроспоживачів, використовуючи подані коефіцієнти потужності, знаходимо розрахункові потужності навантажень діючої ПС1. Для знаходження реактивної складової користуємося формулою [4]:

$$Q_p = P_p \cdot \operatorname{tg} \varphi, \quad (1.1)$$

Маючи значення активної та реактивної потужностей, можемо з легкістю знайти повну потужність за формулою:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}. \quad (1.2)$$

Отримані результати зводимо до таблиці 1.1.

Таблиця 1.1 – Відомості про споживачів електричної енергії

Споживачі	Номінальна потужність, кВт	Розрахункова потужність, кВт	Коефіцієнт потужності	Розрахункова реактивна потужність, кВАр	Повна потужність, кВА
Екскаватор Komatsu PC4000-11E	1350	995	0,92	616	1170
Komatsu PC3000-6E	900	675	0,84	436	803
Hitachi EX2600E-7 №1	1500	524	0,89	460	697
Hitachi EX2600E-7 №2	1500	524	0,89	460'	697
Hitachi	1500	524	0,89	460	697

EX2600E-7 №3					
Кар'єрний водовідлив	1000	710	0,87	620	942
Очисні спо- руди	418	300	0,81	217	370
Ділянка со- ртування та наванта- ження	560	513	0,81	368	631
Екскаватор ЕКГ-12К №1	790	410	0,84	264	488
Екскаватор ЕКГ-6А №2	290	250	0,81	181	308
Ремонтно- механічна майстерня	320	246	0,85	210	323
Котельня	315	252	0,85	215	331
Вагова	10	8	0,89	4	9
Освітлення	40	36	0,94	13	38
Склад вибу- хових мате- ріалів	30	22	0,93	9	24
Всього		5989		4535	7512

За розрахунковими електричними навантаженнями можемо визначити коефіцієнт завантаження трансформаторів на ПС1:

$$k_{зав} = \frac{S_{розр}}{S_{ном.тр.}} = 0,595, \quad (1.3)$$

де $S_{розр}$ – повна розрахункова потужність; $S_{ном.тр.}$ – повна потужність трансформатора.

Коефіцієнт реактивної потужності становить:

$$tg\varphi = \frac{Q_{розр}}{P_{розр}} = \frac{4535}{5989} = 0,76. \quad (1.4)$$

ПС1 не має пристроїв компенсації реактивної потужності, тому значення коефіцієнта реактивної потужності 0,76 перевищує допустиме значення 0,4, згідно з ДСТУ EN 50160:2014 [5].

1.2 Аналіз графіків електричних навантажень

Добові навантаження зимового місяця для трансформатора *T1* представлено у таблиці 1.2 (А1), а для трансформатора *T2* у таблиці А.2. Добові навантаження літнього місяця для трансформатора *T1* показані в таблиці А.3, а для трансформатора *T2* у таблиці А.4 Додатку А.

Графік добових навантажень зимового місяця для трансформатора *T1* представлено на рисунку 1.2, а трансформатора *T2* – на рисунку 1.3. Графік добових навантажень літнього місяця трансформатора *T1* представлений на рисунку 1.4, а трансформатора *T2* – на рисунку 1.5.

У таблиці 1.2 представлено погодинну залежність зміни активної та реактивної потужності, напруги, а також положення РПН протягом доби. Потужності розподілені як високої сторони, так і для сторони споживача.

Таблиця 1.2 – Значення потужностей трансформатора *T1* (зима)

Год	Навантаження 110 кВ		Активне навантаження 10 кВ				Реактивне навантаження 10 кВ			
	активна	реактивна	№12	№15	№16	Сума	№12	№15	№16	Сума
1	1321,0	594,0	445,0	420,5	453,6	1319,1	265,0	152,6	128,2	545,8
2	1629,0	844,7	432,0	446,4	662,4	1540,7	254,9	136,7	354,2	745,9
3	1585,0	792,0	303,7	421,9	812,1	1537,9	162,7	151,2	393,0	707,0
4	1496,0	796,4	303,8	420,3	745,9	1470,2	162,7	154,1	393,1	709,8
5	1042,8	382,8	279,3	421,9	313,8	1015,2	161,3	168,5	0,0	329,8
6	1029,6	382,7	276,5	394,6	316,8	987,8	158,4	174,1	0,0	332,6
7	1161,5	506,0	285,1	433,4	388,8	1107,3	158,2	149,8	135,4	443,6
8	1060,4	404,7	313,9	413,3	321,1	1048,2	168,5	156,0	7,2	332,7
9	1430,0	668,8	318,1	322,6	688,2	1329,1	161,3	148,3	279,3	589,0
10	1447,6	668,8	309,6	388,6	720,0	1418,4	162,7	123,8	308,2	594,6
11	1280,4	805,2	322,5	246,2	666,6	1235,5	185,8	178,6	360,0	724,4
12	1412,4	712,7	312,5	339,8	709,9	1362,1	178,6	154,0	337,0	669,7
13	1174,7	629,2	351,4	312,5	456,5	1120,4	226,0	188,6	138,2	552,9
14	1452,0	704,0	295,2	469,4	632,2	1396,8	171,4	122,4	338,4	632,2

15	1245,2	739,2	375,8	322,6	505,4	1203,8	257,8	174,2	220,3	652,3
16	1412,4	770,0	305,3	364,3	685,4	1355,0	172,8	146,9	381,6	701,3
17	1548,8	787,6	381,6	450,7	637,9	1470,2	247,7	106,6	365,8	720,1
18	1496,0	708,4	306,7	437,8	682,6	1427,1	157,0	122,4	355,7	635,1
19	1082,0	624,8	305,3	177,1	643,7	1126,1	162,7	87,8	345,6	596,1
20	990,0	470,8	319,7	275,0	342,7	937,4	175,7	171,4	49,0	396,1
21	1421,2	673,2	306,7	367,2	658,1	1332,0	164,2	151,2	265,0	580,4
22	1588,4	805,2	388,8	381,6	730,1	1500,5	236,2	146,9	321,1	704,2
23	1795,2	941,6	656,6	367,2	704,2	1728,0	414,7	139,7	295,2	849,6
24	1936,0	981,2	672,5	436,3	773,3	1882,1	420,5	115,2	334,1	869,8

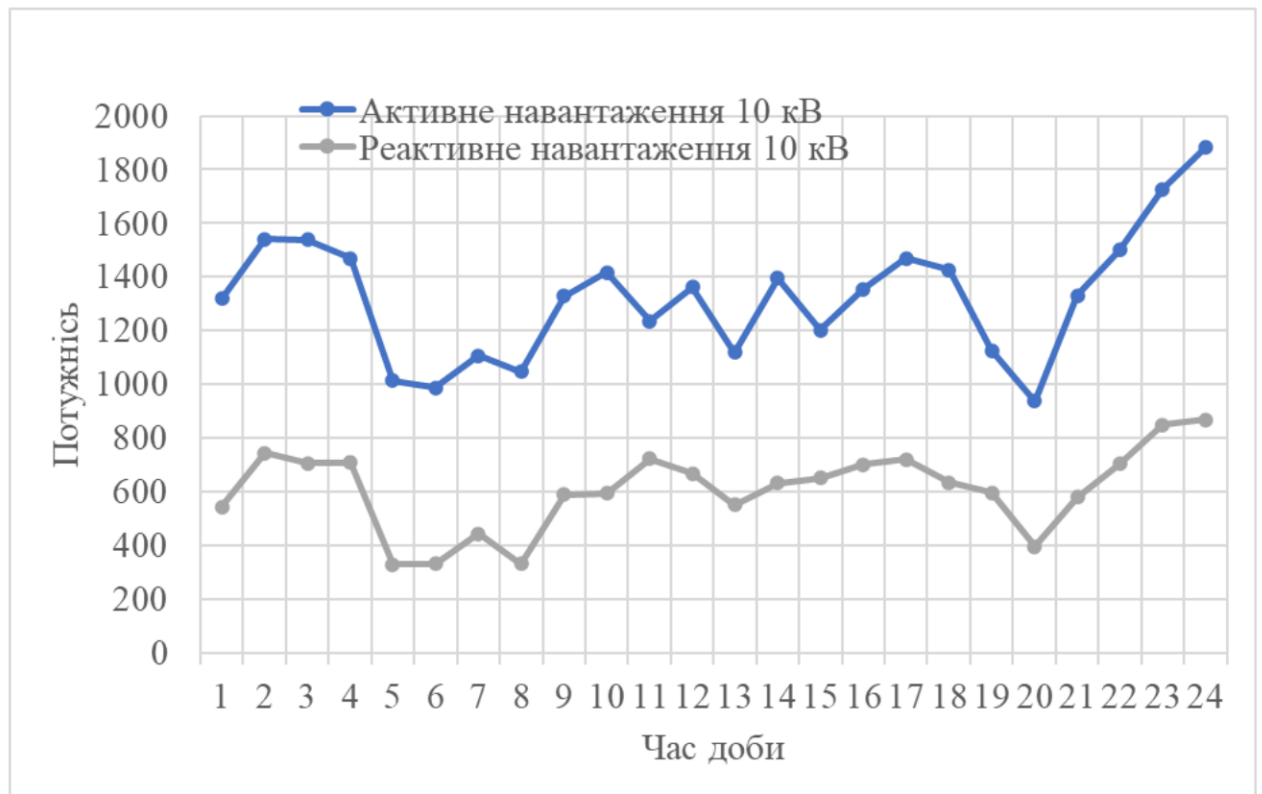


Рисунок 1.2 – Добові графіки трансформатора Т1 ПС1 (Зима)

З рисунків 1.2 – 1.5 видно, що ПС1 має навантаження, яке часто змінюється протягом доби. Необхідно оцінити залежність між рівнем напруги та прохідною потужністю на підстанції. Це дасть змогу визначити наявність чи відсутність зустрічного регулювання напруги за допомогою РПН чи ПБВ. Оцінка залежності чи так званого коефіцієнта кореляції показує статичну залежність між двома чи більше величинами. Цей коефіцієнт дасть змогу зрозуміти, чи супроводжує зміни однієї або кількох величин систематичної зміни іншої або кількох інших величин.

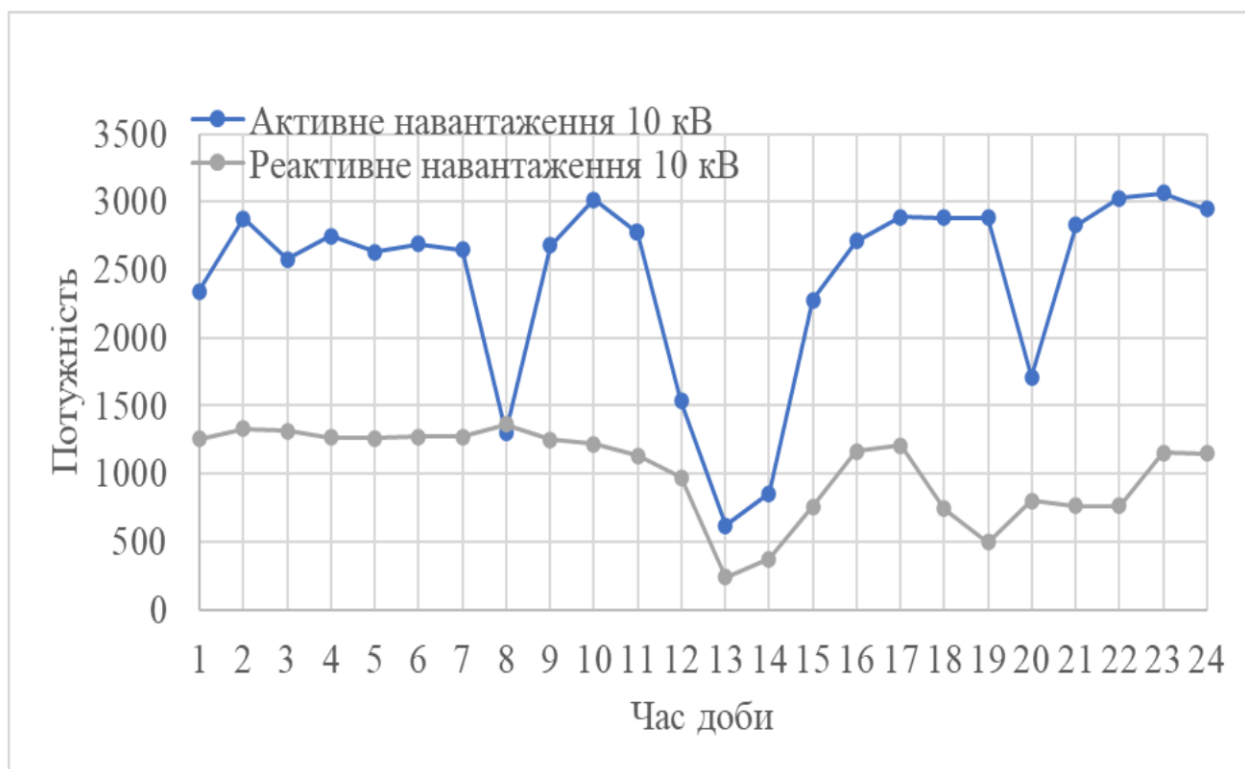


Рисунок 1.3 – Добові графіки трансформатора Т2 ПС1 (Зима)

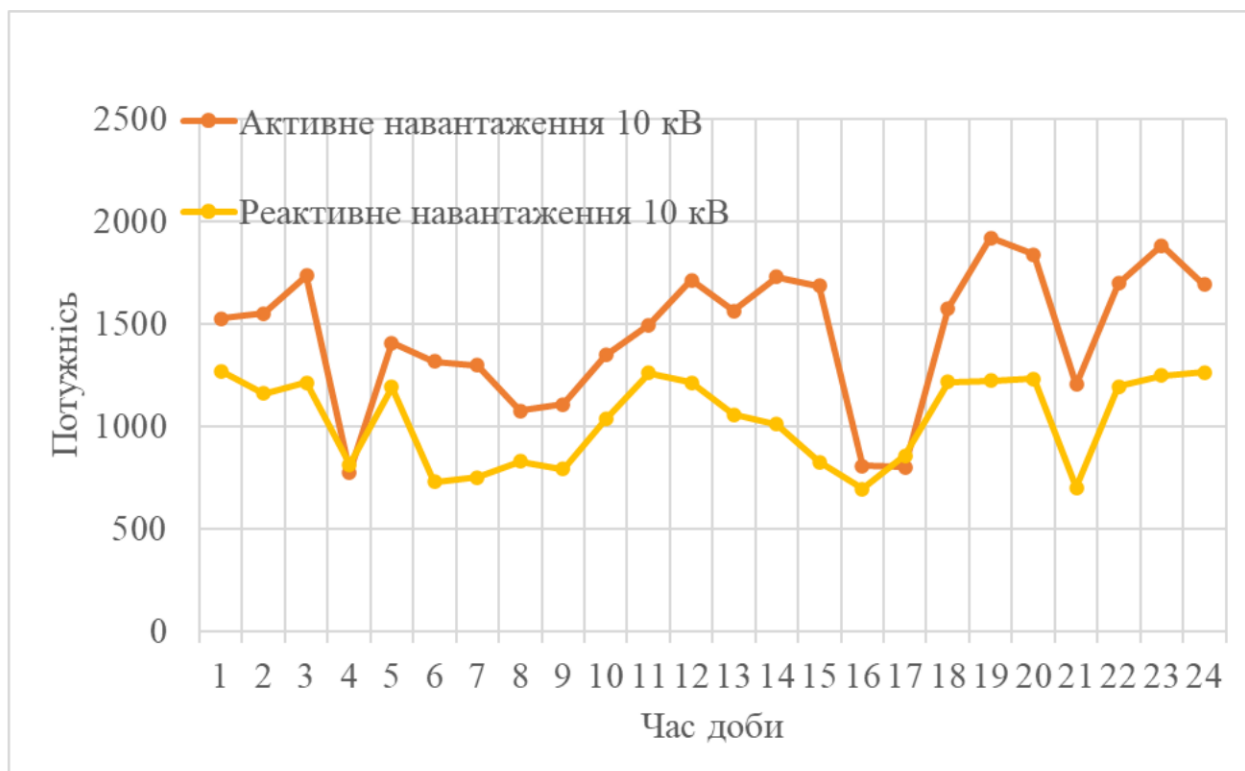


Рисунок 1.4 – Добові графіки трансформатора Т1 ПС1 (Літо)

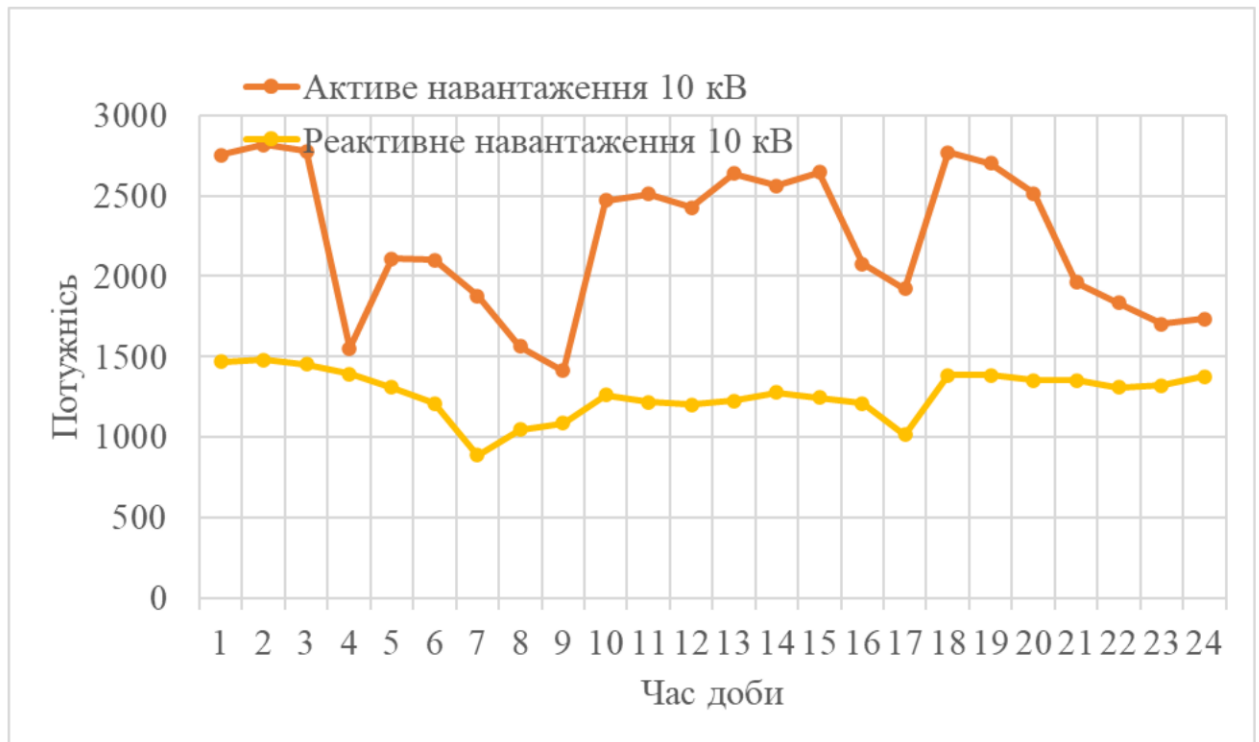


Рисунок 1.5 – Добові графіки трансформатора Т2 ПС1 (Літо)

Проведемо кореляційну залежність відхилення рівня напруги з активною та реактивною потужністю. Для цього скористаємося програмою MS Excel, яка має вбудовані функції для розрахунку цього коефіцієнта [6]. Зробивши необхідні розрахунки отримаємо таблицю 1.3.

Таблиця 1.3 – Коефіцієнти залежності потужності від коефіцієнта відхилення напруг

	Год	$\delta U_{AB}, \%$	$\delta U_{BC}, \%$	$\delta U_{CA}, \%$	P, МВА	Q, МВАр
Год	1					
$\delta U_{AB}, \%$	0,476	1				
$\delta U_{BC}, \%$	0,34	0,933	1			
$\delta U_{CA}, \%$	0,345	0,956	0,950	1		
P, МВА	0,111	0,323	0,217	0,142	1	
Q, МВАр	0,081	0,043	0,035	-0,037	0,706	1

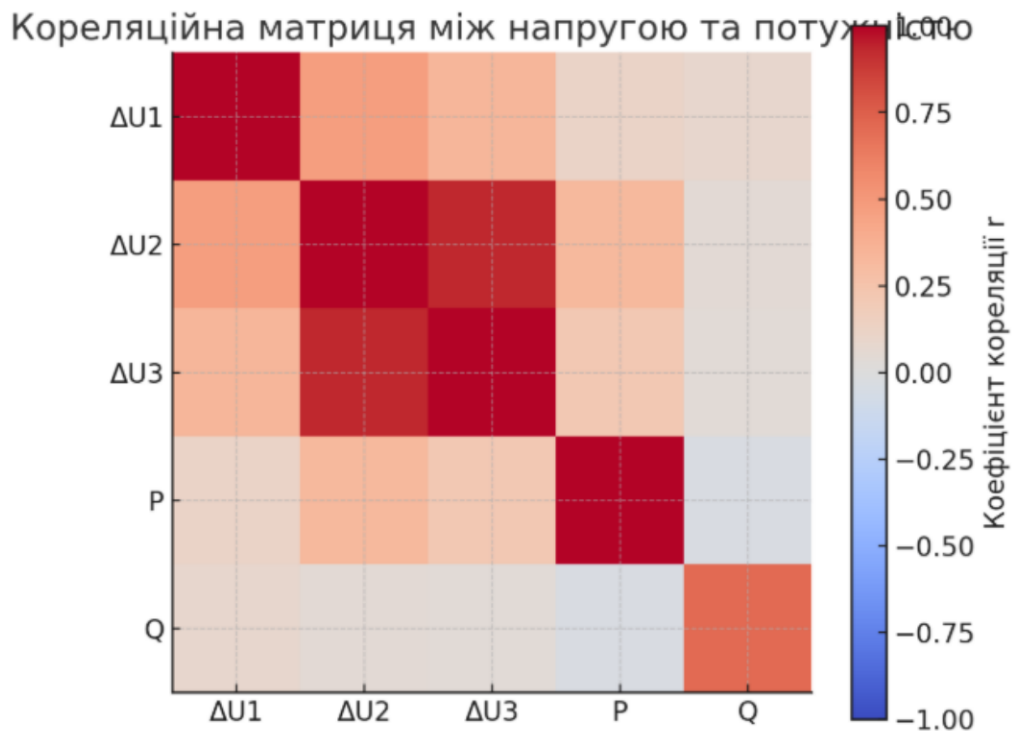


Рисунок 1.6 – Кореляційна матриця

Як видно з таблиці 1.3 залежність відхилення міжфазних напруг від величини прохідної потужності мала. Відтак, можна зробити висновок, що зустрічне регулювання відсутнє.

1.3 Аналіз показників якості електроенергії

У типовому договорі енергопостачання детально прописано зобов'язання постачальника. Один із пунктів стосується показників якості електроенергії. Показники якості електричної енергії визначаються міждержавним стандартом ДСТУ EN 50160:2023. Стандарт встановлює показники та норми якості електричної енергії в електричних мережах систем електропостачання загального призначення змінного трифазного та однофазного струму частотою 50 Гц у точках, до яких приєднуються електричні мережі, які перебувають у власності різних споживачів електричної енергії.

Таким чином, для кожного типу електричної мережі встановлено певні характеристики, звані параметри якості. Відповідність між ними та дійсними значеннями визначає якість електричної енергії.

До показників якості електричної енергії відносяться [7]:

- ❖ відхилення напруги (δU_y);
- ❖ розмах зміни напруги (δU_t);
- ❖ доза коливань напруги (P_t);
- ❖ коефіцієнт спотворення синусоїдальності кривої напруги (K_U);
- ❖ коефіцієнт n -ї гармонійної складової напруги ($K_{U(n)}$);
- ❖ коефіцієнт несиметрії напруги за зворотною послідовністю (K_{2U});
- ❖ коефіцієнт несиметрії напруги за нульовою послідовністю (K_{0U});
- ❖ тривалість провалу напруги (Δt_n);
- ❖ імпульсна напруга (U_{imn});
- ❖ відхилення частоти (Δf).

Оскільки повної відповідності ідеальним, номінальним параметрам домогтися неможливо, то згідно ДСТУ EN 50160:2023 встановлено два види норм якості: нормально допустимі та гранично допустимі. Оцінка відповідності показників зазначеним нормам здійснюється протягом розрахункового періоду, рівного 24 год. Відповідно до допусків, показники якості електричної енергії протягом 95% часу доби не повинні виходити за межі нормально допустимих значень, а на протязі всього часу, включаючи після аварійні режими, вони повинні знаходитися у межах максимально допустимих значень. Контроль за якістю електричної енергії у характерних точках мережі має здійснюватися персоналом підприємства електричних мереж.

З метою перевірки відповідності показників якості електроенергії нормам було зроблено виміри на ПС1. Заміри здійснювалися протягом десяти з половиною годин з 03:49 до 13:19. За цей час було проаналізовано такі показники як: відхилення міжфазних напруг; коефіцієнт спотворення синусоїдальності міжфазних напруг; відхилення частоти; коефіцієнта несиметрії; коефіцієнта n -ї гармонійної складової напруги.

1.3.1 Відхилення лінійних напруг. Підвищена напруга на затискачах електричних приймачів призводить до зміни показників їх роботи, а також суттєво впливає і на величину споживаної ними потужності. Відхилення напруги надають значний вплив на роботу електродвигунів. У випадку зниження напруги на клеммах двигуна зменшується реактивна потужність намагнічування, при тій же споживаній активній потужності збільшується струм двигуна, який викликає перегрів ізоляції обмоток. Підвищене навантаження на ізоляцію призводить до скорочення термін служби двигуна.

Зниження напруги погіршує умови пуску двигуна, оскільки зменшується його пусковий момент, знижується продуктивність та економічність роботи споживачів, пропускна спроможність ліній електропередачі, може порушитись стійкість роботи синхронних машин та асинхронних двигунів.

Підвищення напруги на виводах двигуна, понад норму, призводить до збільшення споживаної ним реактивної потужності, яку потрібно компенсувати. Для напруги допустимим відхиленням вважається 5 % від номінального значення, а гранично допустимим 10 % від номінального значення. Отримані на основі вимірів графіки міжфазних відхилень напруги представлені на рисунку 1.7.

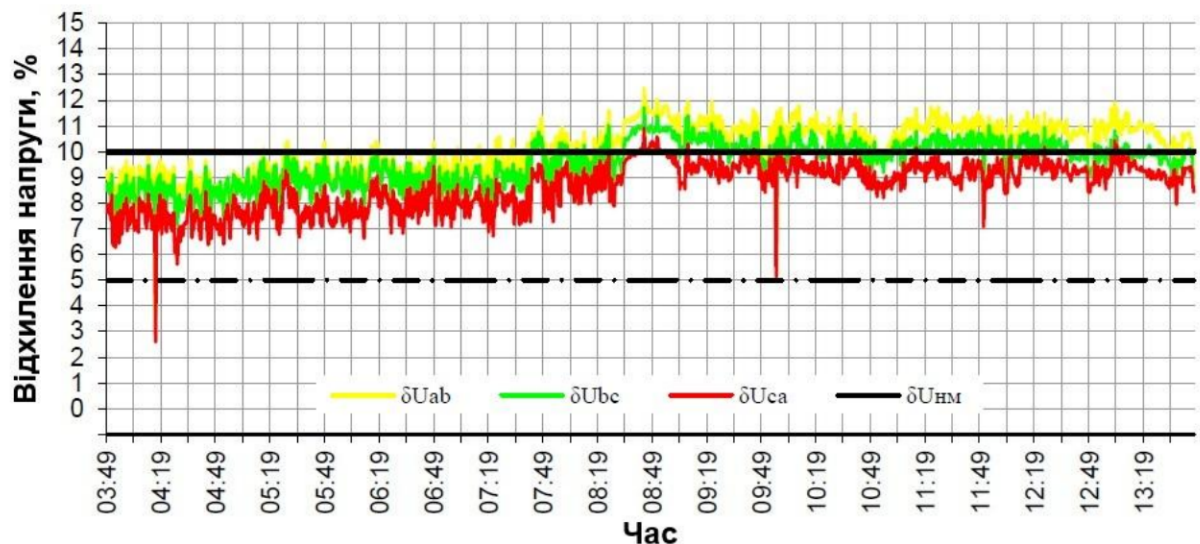


Рисунок 1.7 – Відхилення ліній напруг

З наведеного графіка можна зробити висновок, що значення відхилення міжфазної напруги у нічний час знаходиться у зоні гранично допустимих значень. З початком робочого дня, о 7 год відбувається перетин осі + 10 %, значен-

ня відхилення лінійної напруги виходять за рамки гранично допустимих значень, що негативно позначається на роботі обладнання, прискорюється зношування, старіння ізоляції тощо.

1.3.2 Аналіз коефіцієнта спотворення синусоїдальності міжфазних напруг. Несинусоїдність напруги характеризується коефіцієнтом спотворення синусоїдальності кривої напруги та коефіцієнтом n -ї гармонійної складової напруги. Причиною виникнення несинусоїдальності напруги може бути силове обладнання з тиристорним керуванням, люмінісцентні лампи, зварювальні установки, перетворювачі частоти, імпульсні перетворювачі напруги.

Несинусоїдність впливає на зростання втрат в електричних машинах, вібрації; порушення роботи автоматики захисту; збільшення похибок вимірювальної апаратури; відмикання чутливих споживачів. Тому в ході робіт були зроблені виміри коефіцієнта спотворення синусоїдальності міжфазних напруг. Отриманий на основі вимірювання графік представлений на рисунку 1.8.

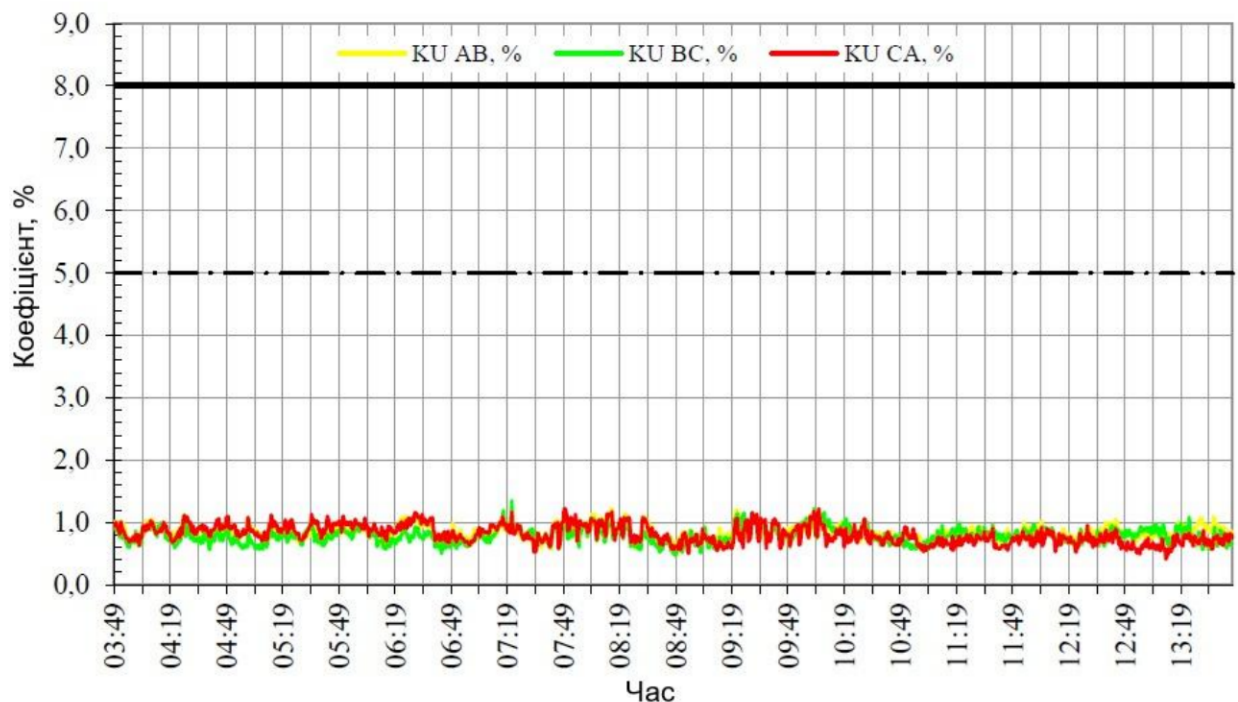


Рисунок 1.8 – Коефіцієнт спотворення синусоїдальності лінійних напруг

Аналізуючи отриманий графік, за результатами вимірів можна зробити висновок, що коефіцієнт спотворення синусоїдальності міжфазних напруг зна-

ходиться в зоні нормально допустимих значень згідно нормативними даними, представленими у ДСТУ EN 50160:2023.

1.3.3 Аналіз відхилень частоти. Відхилення частоти – різниця між дійсним та номінальним значення частоти. Стандартом встановлюються нормально та гранично допустимі значення відхилення частоти, рівні $\pm 0,2$ Гц та $\pm 0,4$ Гц відповідно. Підвищення частоти відбувається при різкому скиданні навантаження системи електропостачання. В усталеному режимі роботи мережі така ситуація є досить рідкісною. Зниження частоти відбувається при дефіциті потужності працюючих у системі електростанцій. Для усунення цих явищ здійснюються ремонт та модернізація існуючих підстанцій, а також радикальна міра – автоматичне частотне розвантаження (АЧР), тобто відмикання частини споживачів при зниженні частоти. Вимоги стандарту до відхилення частоти напруги зумовлюються значним впливом частоти на режими роботи електроустаткування, перебіг технологічних процесів виробництва та, як наслідок техніко-економічні показники роботи промислових підприємств. Зниження частоти на 1 % призводить до збільшення втрат електричних мереж на 2 %. У результаті проведеного аналізу було складено графік, який показано на рисунку 1.9.

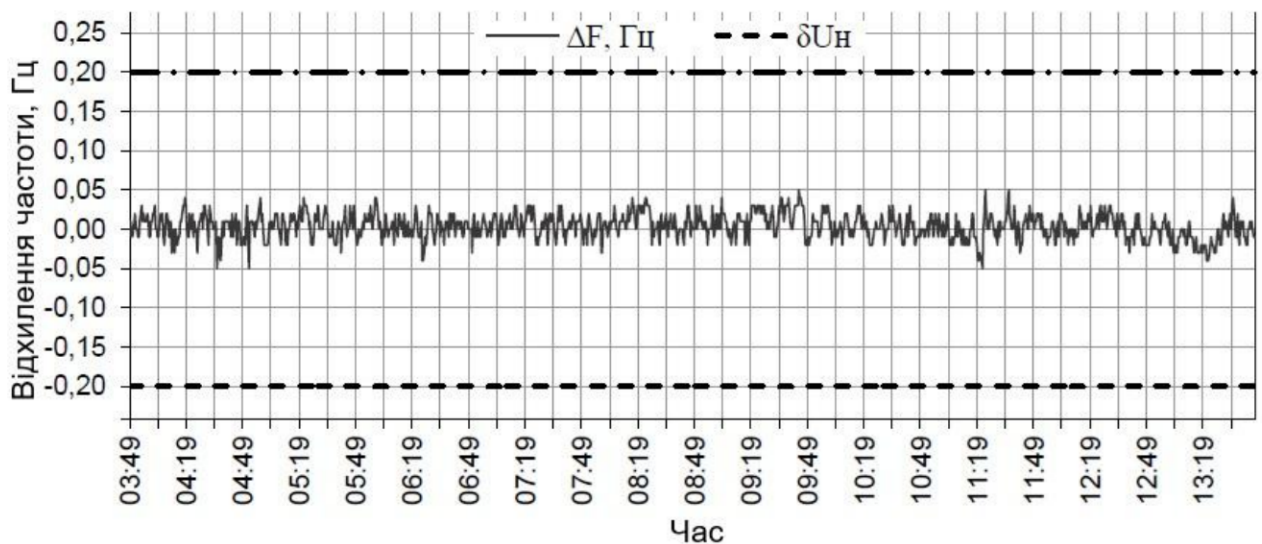


Рисунок 1.9 – Відхилення частоти

Згідно з нормативними даними, встановленими для частоти, зоною нормально допустимих відхилень вважається відхилення частоти в межах $\pm 0,2$

Гц, а гранично допустиме значення частоти обмежується значенням $\pm 0,4$ Гц. Аналізуючи графік можна зробити висновок, що відхилення частоти на ПС1 знаходиться в нормально допустимих межах.

1.3.4 Аналіз коефіцієнта несиметрії напруги за зворотною послідовністю.

Несиметрію напруги можна охарактеризувати двома показниками якості електроенергії – коефіцієнтом несиметрії напруг за зворотною послідовністю та коефіцієнтом несиметрії напруг за нульовою послідовністю. Для визначення цих показників необхідно виконати вимірювання міжфазних та фазних значень напруги в розглянуті мережі. За результатами вимірів обчислюється значення напруги зворотної послідовності та значення напруги нульової послідовності за формулами, представленими в ДСТУ EN 50160:2023.

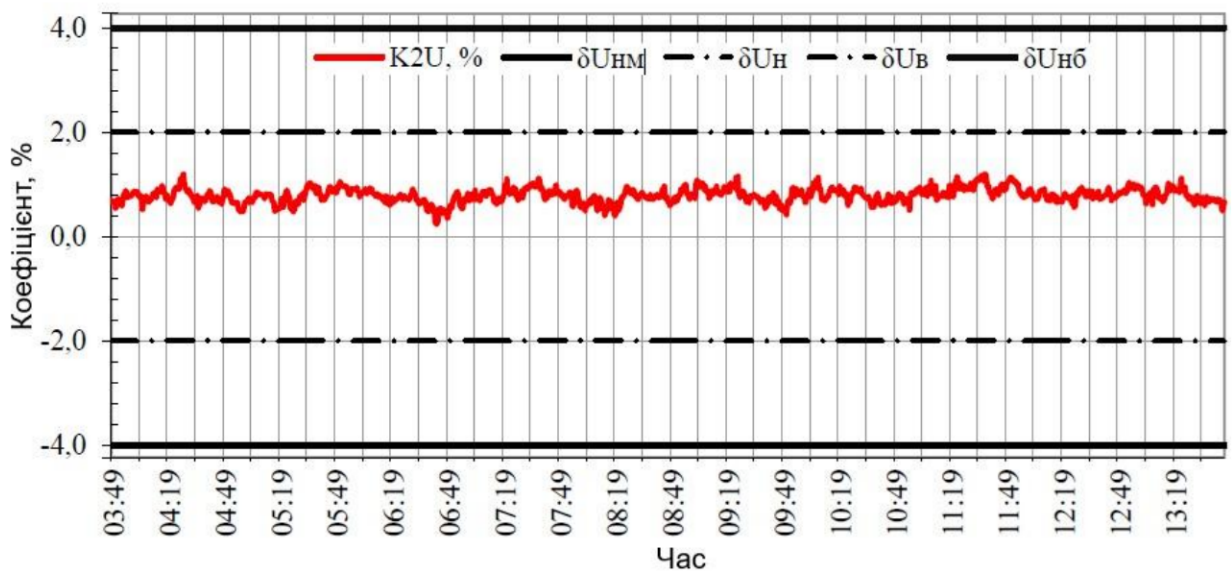


Рисунок 1.10 – Коефіцієнт несиметрії напруги за зворотною послідовністю

Несиметрія напруг впливає на роботу електроустаткування: зростають втрати електричної енергії у мережах від додаткових втрат, оскільки споживачі починають працювати на різних неномінальних значеннях напруги це викликає ті ж наслідки, що і відхилення напруги; в електродвигунах виникають магнітні поля, які обертаються зустрічно з напрямком руху ротора. При роботі з коефіцієнтом несиметрії за зворотною послідовністю, яка становить дорівнює 2 – 4 %, термін служби електричної машини скорочується на 10 – 15 %, а за її номіналь-

ного завантаження термін служби знижується у двічі. За отриманими у ході вимірів значення побудований графік, представлено на рисунку 1.10.

Для коефіцієнта несиметрії напруги за зворотною послідовністю згідно ДСТУ EN 50160:2023 встановлено межі нормально допустимих і гранично допустимих значень відповідно $\pm 2\%$ та $\pm 4\%$. Під час аналізу отриманого графіка можна зробити висновок, що у даному випадку коефіцієнт несиметрії напруги за зворотною послідовністю знаходиться у межах нормально допустимих значень, встановлених для цієї величини.

1.3.5 Аналіз коефіцієнта n -ї гармонійної складової напруги. Поява гармонійних складових напруги в електричних мережах зумовлене характером навантаження, підключеного до мережі. Через нелінійні характеристики виникають спотворення початкового сигналу. Аналогічно, причиною виникнення гармонійних складових вважатимуться перебіг будь-яких перехідних процесів у мережі. За отриманими під час вимірів значеннями гармонійних складових побудовано графік, який представлено на рисунку 1.11.

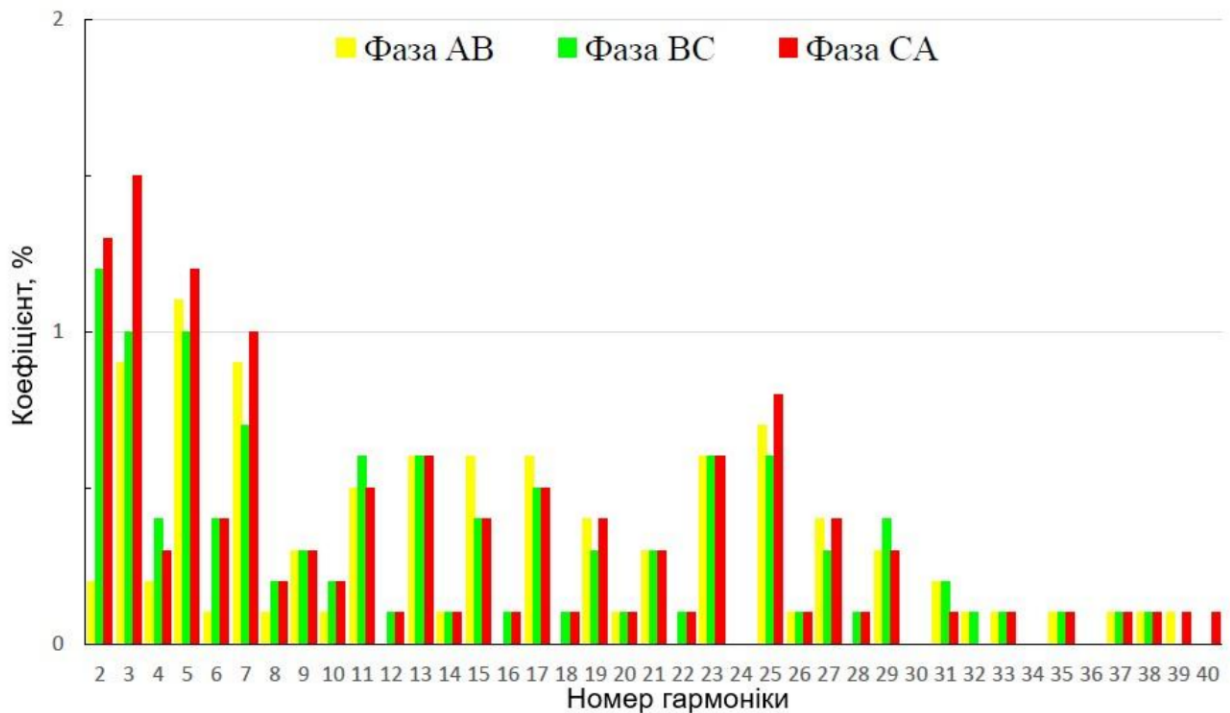


Рисунок 1.11 – Коефіцієнта n -ї гармонійної складової напруги

Згідно з нормативними даними, кожною гармонійною складовою встановлені межі нормально допустимих та гранично допустимих значень. На-

приклад, для третьої гармонійної складової граничними значеннями є відповідно 1,5 % та 2,3 %. Для 6 гармонійної складової нормально допустимим значенням 0,3 %, гранично допустиме значення 0,5 %.

Серед ряду гармонік можна виділити 3 та 6, які перевищують нормальнодопустимі межі, а також 15, 21, 27, які перевищують гранично допустимі значення.

З графіків бачимо, що у ПС1 існують гармонійні складові напруги, проте більша їх частина перебуває у нормально допустимих межах.

Виходячи з отриманих графіків та проведеного аналізу, можна зробити висновок, що основною проблемою якості електричної енергії на ПС1 є відхилення міжфазних напруг та присутність у мережі гармонійних складових напруги, які можуть негативно впливати на роботу всіх електричних споживачів, які отримують живлення зі сторони 10 кВ. ПС1 потребує розробки значних заходів щодо стабілізації рівня напруги на шинах 10 кВ. Є необхідність встановлення фільтрокомпенсуючих пристроїв на шини 10 кВ для компенсації реактивної потужності та боротьби з гармонійними складовими напруги.

2 МОДЕЛЮВАННЯ РОБОТИ ПІДСТАНЦІЇ

Для розв'язання завдань, які пов'язані з якістю електроенергії пропонуємо скласти модель підстанції у програмі ДАКАР. Цей комплекс має безліч можливостей для моделювання та призначений для розв'язання задач з розрахунку, аналізу та оптимізації режимів електричних мереж та систем. Цей програмний засіб використовується у багатьох організаціях на території України. Її основними користувачами є системні оператори енергетичної системи та її філії.

Програма має низку функцій, серед яких можливий [7]:

- 1) Розрахунок усталених режимів електричних мереж довільного розміру та складності, будь-якої напруги (від 0,4 до 1150 кВ). Повний розрахунок усіх електричних параметрів режиму (струми, напруги, потоки та втрати активної та реактивної потужності у всіх вузлах та гілках електричної мережі).
- 2) Оптимізація електричних мереж за рівнями напруги, втрат потужності та розподілу реактивної потужності;
- 3) Розрахунок положень регуляторів трансформатора під навантаженням та положень вольтдодадних трансформаторів та багато іншого.

2.1 Укладання комп'ютерної моделі

Для моделі було взято фрагмент електричної мережі з відпайки В-1 ПЛ ПС2 – ПС3, яка живить ПС1. Ця ділянка представлена на схемі нормального режиму центру управління мережами (ЦУМ), яка представлена на рисунку 2.1. З цієї схеми, для моделювання режиму роботи нам необхідно виділити навантаження, які впливають на режим роботи мережі, такі, як ПС2 – 2СШ ПС5 – 2СШ ПС6 – ПС1.

Першим кроком складання моделі буде створення характерних точок, вузлів мережі. Характерними точками будуть місця приєднання навантажень, збірні шини високої та низької сторони, обмотки трансформаторів, шин джерела живлення тощо.

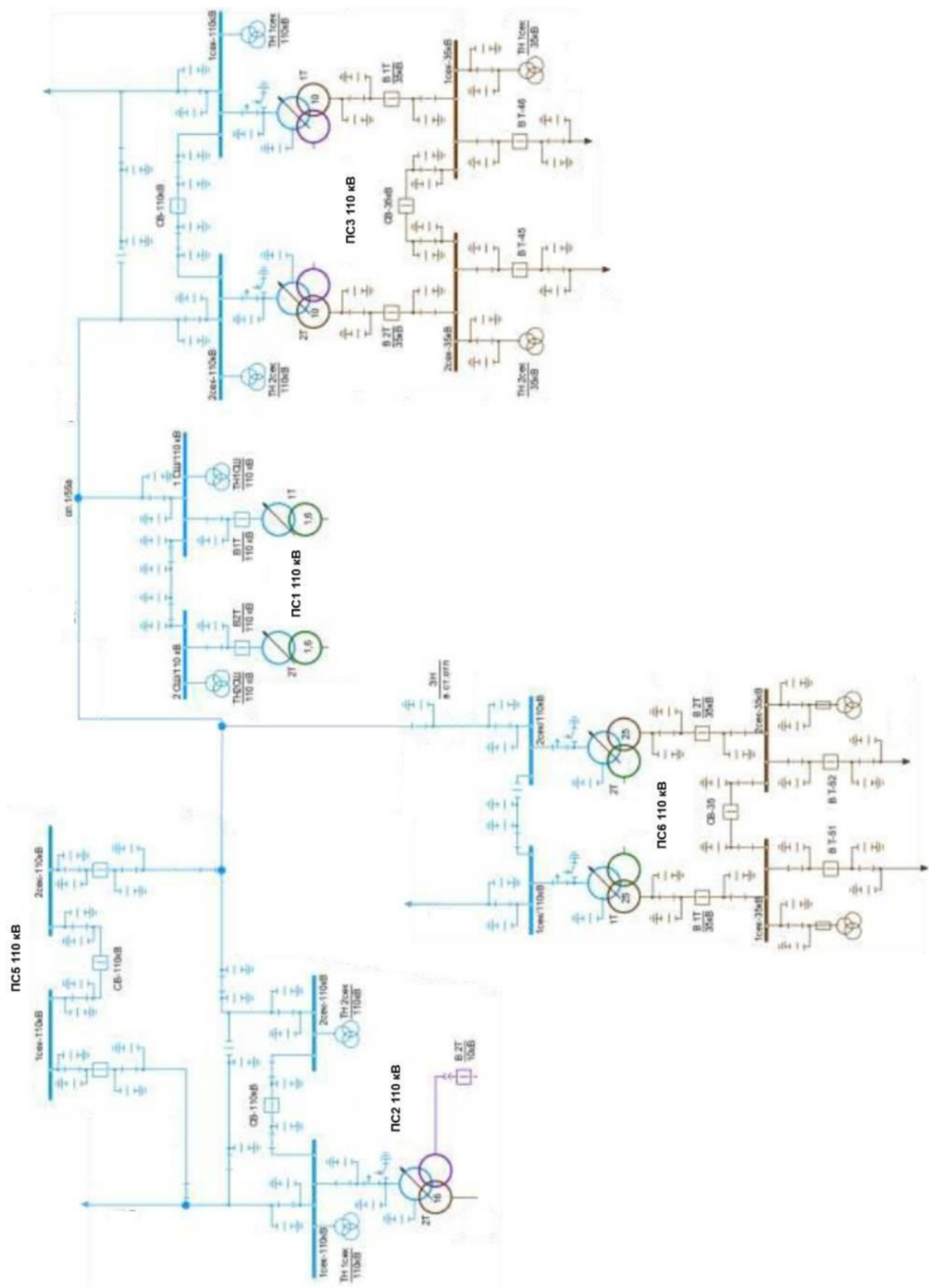


Рисунок 2.1 – Схема нормального режиму мережі

Для кожного вузла визначається його номінальна напруга, активна та реактивна потужності споживача. Для шунтів на землю – батареї статичних конденсаторів або шунтуючих реакторів визначається їх провідність. Перелік потрібних для розрахунку вузлів представлено у таблиці 2.1.

Таблиця 2.1 – Вузли, які задіяні для моделювання режиму

Тип	Номер	Назва	$U_{ном}$, кВ	$P_{нав}$, МВт	$Q_{нав}$, МВАр	$U_{розн}$, кВ
Нав	1	Відпай. на ПС6	110	0	0	116,04
Нав	2	ВН Тр1	110	0	0	115,89
Нав	3	ВН Тр2	110	0	0	115,89
Нав	4	НН Тр1	10	1,89	0,87	10,41
Нав	5	НН Тр2	10	2,95	1,15	10,86
Нав	6	ПС6 СШ2	110	3,15	1,17	116,05
Нав	7	ПС5 СШ2	110	1,02	0,62	116,22
Баланс	8	ПС2	110	6,22	2,85	116,23
Нав	9	ПС6 СШ1	110	5,81	1,45	0
Нав	10	Відпай. на ПС1	110	0	0	11598

Оскільки моделюється не вся мережа повністю, а лише її частина, то потрібно задати балансуєчий вузол, відносно якого здійснюватиметься розрахунок. У цій моделі таким вузлом є ПС2. Для розрахунку потрібно виставити номінальні значення напруги вузлів високої та низької сторін, потужності навантажень ПС1. Для балансувального вузла автоматично відбувається розрахунок генерованих активних та реактивних потужностей.

Гілки відносяться до ліній електропередач, кабельних ліній, трансформаторів, перемичок, тощо. Для ЛЕП визначається поздовжній опір та провідність до землі, ємнісний характер якої відзначається знаком мінус. Для трансформаторів визначають опір $R + jX$ приведений до вищої напруги. Провідність шунта на землю $G + jB$ та коефіцієнт трансформації.

Ділянка мережі ПЛ ПС2 – відпаювання № 36 виконана проводом АС 185/29, довжиною 7,73 км. Активний опір 1,25 Ом, реактивний опір – 3,19 Ом, реактивна провідність на землю 21,25 мкСм.

Ділянка мережі відпаювання № 36 – відпаювання №55 виконана проводом АС 185/29 довжиною 4,54 км. Активний опір 0,73 Ом, реактивний опір 1,87 Ом, реактивна провідність на землю 12,48 мкСм.

3) Ділянка мережі від відпаювання №55 ПС1 до ВРП 110 кВ ПС1 виконаний двоконтурною лінією, проводом марки АС 120/19.

Обчислимо параметри трансформатора ТМН 6300/110/10. Активний опір трансформатора обчислюємо за формулою:

$$R_T = \frac{\Delta P_{KBH} \cdot U_{BHOH}^2}{S_{HOH}^2} = \frac{44 \cdot 10^3 \cdot 115^2 \cdot 10^6}{6.3^2 \cdot 10^{12}} = 14.6 \text{ Ом.} \quad (2.1)$$

Обчислюємо реактивний опір за формулою:

$$X_T = \frac{u_K \cdot U_{BHOH}^2}{100 \cdot S_{HOH}} = \frac{10.5 \cdot 115^2 \cdot 10^6}{100 \cdot 6.3^2 \cdot 10^{12}} = 220.42 \text{ Ом.} \quad (2.2)$$

Активна провідність трансформатора:

$$G_T = \frac{\Delta P_{HX}}{U_{BHOH}^2} = \frac{10 \cdot 10^3}{115 \cdot 10^6} = 0.75 \text{ мкСм.} \quad (2.3)$$

Реактивна провідність трансформатора:

$$B_T = \frac{I_{HX}}{100 \cdot U_{BHOH}^2} = \frac{1 \cdot 6.3 \cdot 10^3}{100 \cdot 115 \cdot 10^6} = 4.76 \text{ мкСм.} \quad (2.4)$$

Отримані значення вносимо до вкладки «гілки» з параметрами представленими у таблиці 2.2.

Таблиця 2.2 – Гілки необхідні для розрахунку режиму мережі

Тип	$N_{\text{поч}}$	$N_{\text{кін}}$	Назва	R	X	B	Кт/г
ЛЕП	1	10	Відпай. на ПС6 – відпай. на ПС1	0,726	1,861	-12,49	0
Вим.	2	3	ВН Тр1 – ВН Тр2	0	0	0	0
Тр	2	4	ВН Тр1 – НН Тр1	14,66	220,4	4,8	0,056
Тр	3	5	ВН Тр2 – НН Тр2	14,66	220,4	4,8	0,061
Вим	6	1	ПС6 СШ2 – відпай. на ПС6	0	0	0	0
ЛЕП	7	1	ПС5 СШ2 – відпай на ПС6	1,237	3,169	-21,26	0
ЛЕП	8	7	ПС2 – ПС5 СШ2	0,08	0,205	-1,375	0
Вим	6	9	ПС6 СШ2 – ПС6 СШ1	0	0	0	0
ЛЕП	10	2	Відпай. на ПС1 – ВН Тр1	1,25	2,15	-13,3	0

Далі, з'єднавши вузли гілками, створюється потрібна модель режиму роботи мережі, яка представлена на рисунку 2.2.

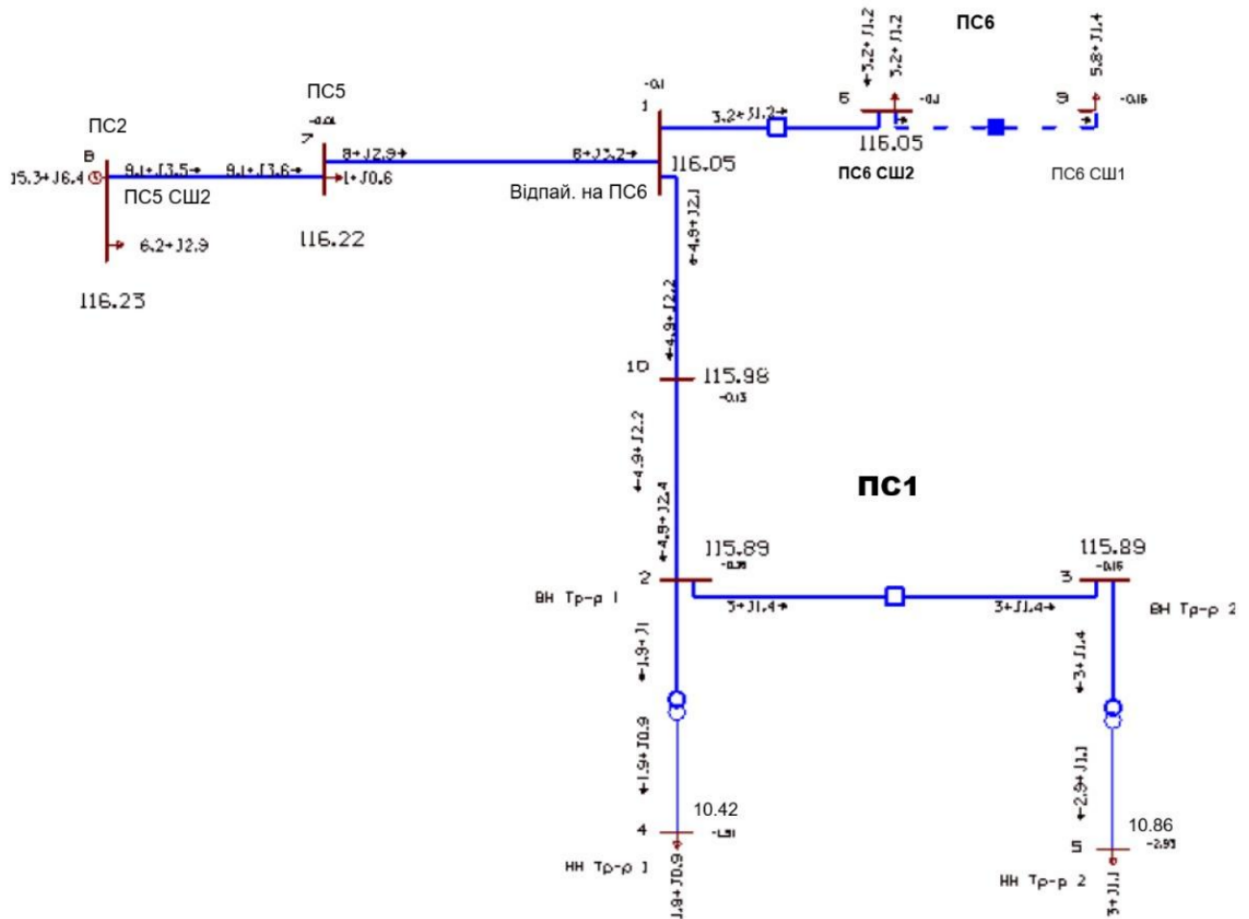


Рисунок 2.2 – Модель для розрахунку режиму мережі

Потужності навантажень трансформаторів та положення РПН були взяті відповідно до таблиць Додатку А для 24:00 години місцевого часу.

2.2 Аналіз результатів моделювання режимів підстанції

Виберемо декілька часових проміжків із графіків потужності для зимового та літнього місяців, відповідно до рисунків малюнки 1.2 – 1.5, які відображають амплітуду зміни потужності протягом доби. Вибрані дані зведемо у таблиці для зими та літа. У таблиці 2.3 представлено результати для зимового місяця при мінімальних та максимальних завантаженнях трансформатора для 8, 13 та 24 години.

У таблиці 2.4 представлено результати для зимового місяця при мінімальних та максимальних завантаженнях трансформатора для 4 та 19 години.

Таблиця 2.3 – Зміна потужності для зимового періоду

Трансформатор Т1						Трансформатор Т2				
Час, год	Навантаження на стороні 10 кВ		Напру-га ВН	Напру-га НН	Поло-ження РПН	Навантаження на стороні 10 кВ		Напру-га ВН	Напру-га НН	Поло-ження РПН
	актив-на	реак-тивна				актив-на	реакти-вна			
8	1048,2	332,6	116,1	10,7	9	1303,1	1362,1	116,1	11,4	13
13	1120,3	552,8	116,0	10,7	9	620,5	237,5	116,0	11,4	13
24	1882,0	869,7	115,8	10,5	9	2946,2	1150,4	115,8	11,2	13

Таблиця 2.4 – Зміна потужності для літнього періоду

Трансформатор Т1						Трансформатор Т2				
Час, год	Навантаження на стороні 10 кВ		На-пруга ВН	На-пруга НН	Поло-ження РПН	Навантаження на стороні 10 кВ		На-пруга ВН	На-пруга НН	Поло-ження РПН
	актив-на	реак-тивна				актив-на	реак-тивна			
4	777,6	813,6	118,6	11,2	10	1552,8	1394,4	118,6	12	14
19	1917,6	1224,0	118,4	11,2	10	2700,0	1384,8	118,4	12	14

На рисунках 2.3 та 2.4 подано результати моделювання режиму роботи електричної мережі в зимовий період для напруг 110 кВ та 10 кВ у характерні години доби – 8:00, 13:00 та 24:00, які ми вже згадували вище.

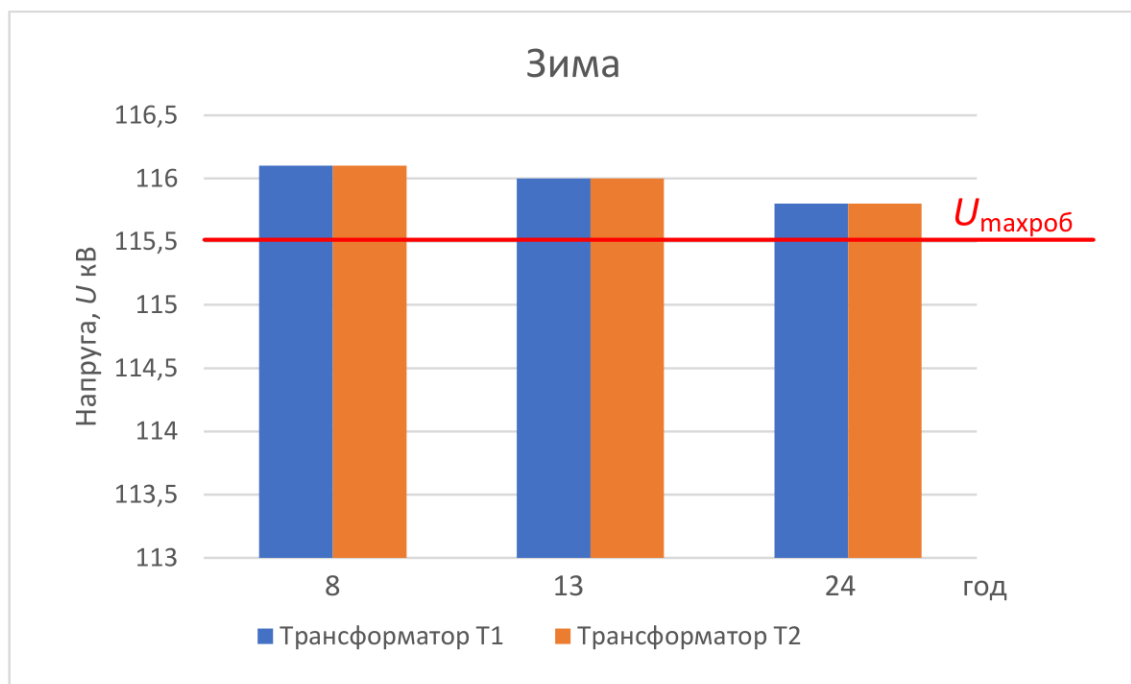


Рисунок 2.3 – Рівні напруг 110 кВ для характерних годин зимового сезону

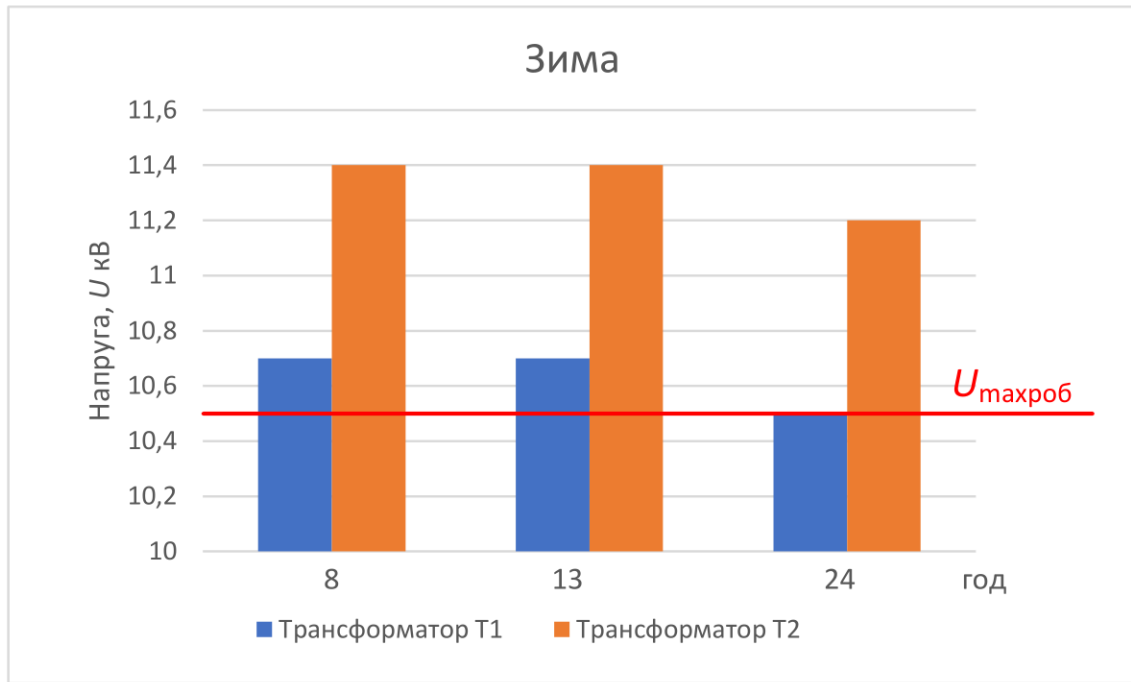


Рисунок 2.4 – Рівні напруг 10 кВ для характерних годин зимового сезону

Для класу напруги 110 кВ спостерігається, що напруга на виводах трансформаторів T1 і T2 у всі розглянуті моменти часу перевищує гранично допустиме значення $U_{\max \text{ роб}}$, яке позначене на графіку червоною лінією. Максимальні значення сягають 116,1 кВ, що становить близько +5,5 % понад нормативний рівень. Таке перевищення може бути спричинене зменшеним навантаженням у зимовий період або регулюванням напруги підвищеним положенням РПН трансформатора для компенсації втрат у нижчих рівнях напруги.

Для класу напруги 10 кВ спостерігається подібна тенденція. Напруга на стороні низької напруги трансформатора T2 перевищує межу $U_{\max \text{ роб}}$ протягом усіх годин доби, досягаючи 10,5 – 11,4 кВ, тоді як для T1 перевищення менш виражене, але також спостерігається у денний час (8:00 і 13:00). Найменше значення напруги для T1 (10,5 кВ) зафіксовано у нічний час (24:00).

Відтак, за результатами моделювання видно, що у зимовий період в мережі має місце підвищений рівень напруги як на стороні 110 кВ, так і 10 кВ. Це свідчить про переважання малонавантажених режимів мережі, за яких напруга підвищується через зниження струмів навантаження і, відповідно, менші падіння напруги на елементах ліній. Для нормалізації режиму доцільно скоригувати

положення РПН трансформаторів або застосувати автоматичне регулювання напруги (АРН) у розподільчій мережі 10 кВ.

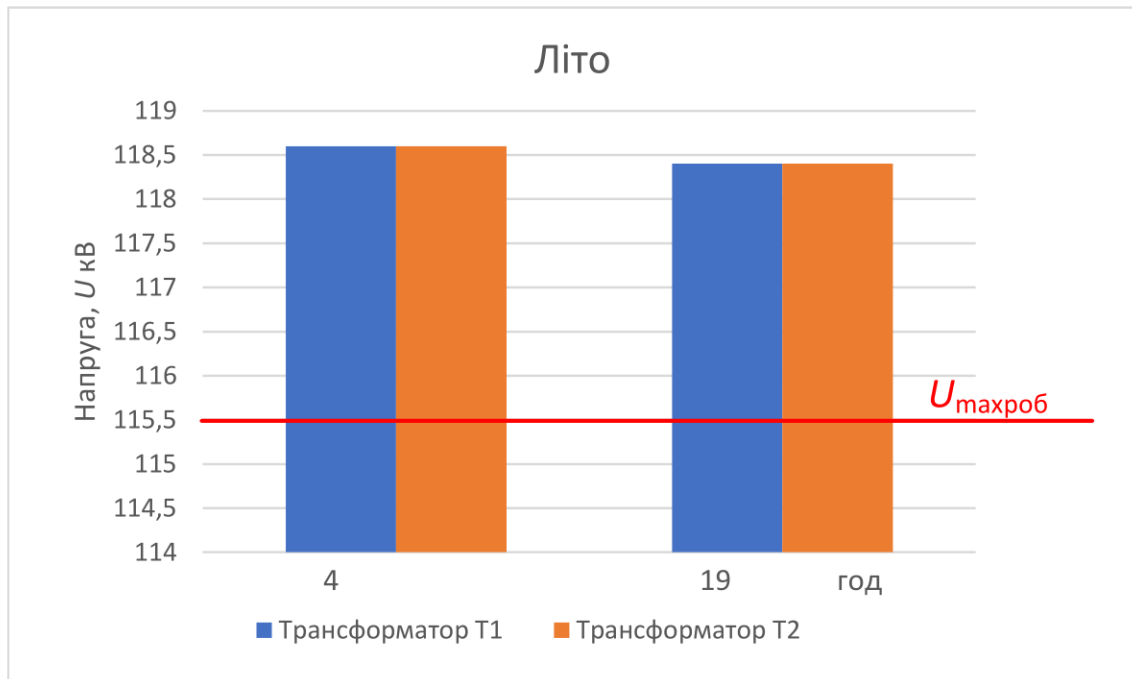


Рисунок 2.5 – Рівні напруг 110 кВ для характерних годин літнього сезону

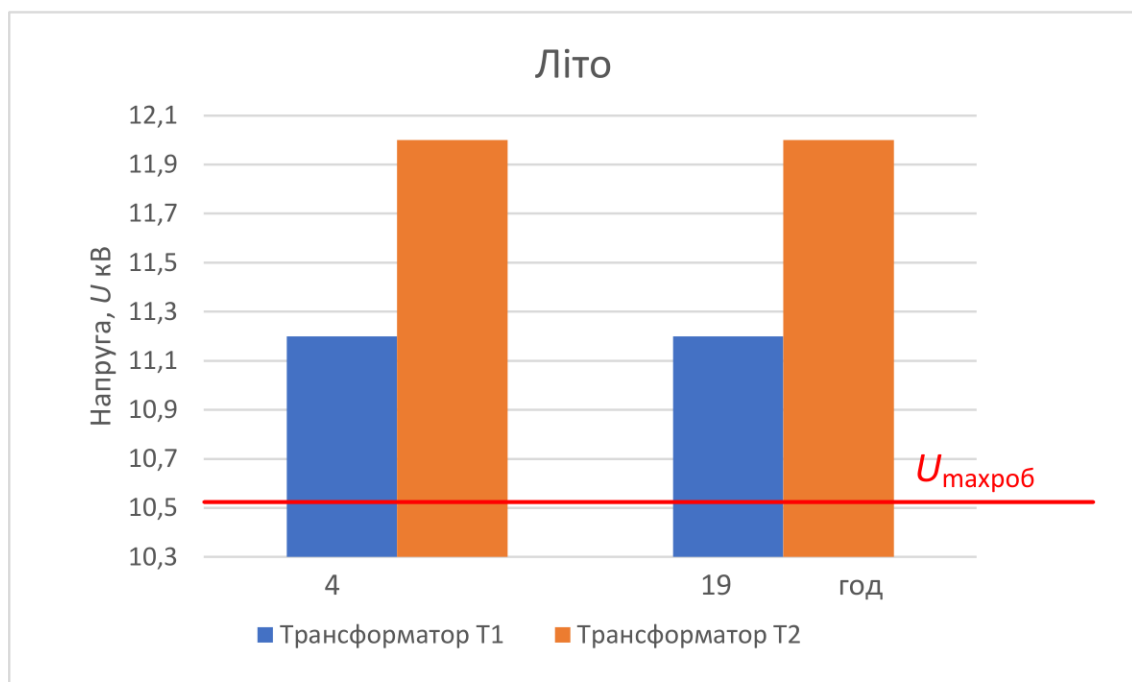


Рисунок 2.6 – Рівні напруг 10 кВ для характерних годин літнього сезону

Для перевірки режимів роботи мережі в літній період проведено моделювання напруг на шинах трансформаторів T1 і T2 на стороні 110 кВ та 10 кВ для окремих годин доби (4:00 та 19:00).

На рисунку 2.5 наведено результати для класу напруги 110 кВ. Упродовж доби напруга на шинах обох трансформаторів становить близько 118,4 – 118,6 кВ, що перевищує допустиме експлуатаційне значення $U_{\max \text{ роб}} = 115,5$ кВ. Це свідчить про перенапругу у мережі, яка може бути спричинена зниженим навантаженням у літній період або надлишковою реактивною потужністю в системі.

На рисунку 2.6 показано напруги на стороні 10 кВ. Для трансформатора Т1 напруга становить приблизно 11,2 кВ, а для Т2 – 12,0 кВ, що також перевищує допустиме значення $U_{\max \text{ роб}} = 10,5$ кВ. Це підтверджує, що високий рівень напруги на стороні 110 кВ передається і на низьковольтну сторону трансформаторів.

У цілому результати свідчать, що в літній період спостерігається підвищений рівень напруги в мережі, ймовірно через зниження навантаження споживачів. Для забезпечення нормативної якості електроенергії доцільно розглянути регулювання напруги на трансформаторах (зміною коефіцієнта трансформації або підключенням пристроїв компенсації реактивної потужності).

Проведемо аналіз доцільності встановлення вибраних положень РПН для характерних точок зимового та літнього періоду, порівнявши отримані значення напруги зі значеннями на нульових відпайках.

3 ПОКРАЩАННЯ ПАРАМЕТРІВ ЯКОСТІ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ

3.1 Компенсація реактивних навантажень в мережі

Компенсація реактивної потужності полягає у виборі та встановленні на підстанції відповідних компенсуючих пристроїв. Наявність реактивної складової істотно впливає на пропускну здатність ліній електропередач, рівень напруги та величину втрат електричної енергії [8].

У розподільчих мережах напругою 10 кВ середній рівень технологічних втрат становить близько 8 – 12 % від обсягу переданої електричної енергії. Ці втрати значною мірою залежать від коефіцієнта потужності, тобто від співвідношення між активною та реактивною складовими потужності, що передається споживачам через елементи мережі. Зокрема, зниження коефіцієнта потужності з 0,8 до 0,5 може призвести до збільшення втрат електричної енергії приблизно на 20 %.

Одним із найрезультативніших методів підвищення коефіцієнта потужності та зменшення втрат у мережі є встановлення батарей статичних конденсаторів. Такі установки складаються з груп силових конденсаторів, змонтованих у сталевих корпусах (силових блоках) і закріплених на ізоляторах.

Вибір необхідної потужності компенсуючих пристроїв здійснюється за критерієм мінімуму наведених витрат, при цьому враховується як вартість обладнання, так і очікуваний економічний ефект від його впровадження.

На основі даних, наведених у таблиці 1.1, де подано потужності окремих споживачів, виконаємо розрахунок потужності компенсуючих пристроїв реактивної потужності [9]:

$$Q_{\text{роз.мах}} = P_{\text{розр}} \cdot \text{tg} \varphi_n, \quad (3.1)$$

де $\text{tg} \varphi_n$ – нормативне значення приймаємо 0,4.

$$Q_{\text{роз.мах}} = 5989 \cdot 0,4 = 2395,6 \text{ кВАр.}$$

$$Q_{\text{роз.КУ}} = 4535 - 2395,6 = 2139 \text{ кВАр.}$$

Для забезпечення умови компенсації реактивної потужності на обидві секції шин встановлюються два компенсуючі пристрої номінальною потужністю по 1350 кВАр. Як технічне рішення обрано установку типу УКЛ-56-10-1350.

Відтак, сумарна фактична потужність компенсуючих пристроїв на шинах 10 кВ становитиме:

$$Q_{\text{факт.КУ}} = 2 \cdot 1350 = 2700 \text{ кВАр.}$$

Залишкова реактивна потужність [10]:

$$Q_{\text{роз}} = Q_{\text{факт}} - Q_{\text{факт.КУ}} = 4535 - 2700 = 1835 \text{ кВАр.} \quad (3.2)$$

Перерахуємо коефіцієнт потужності з урахуванням пристроїв КРП:

$$\text{tg}\varphi_{\text{рез}} = \frac{Q_{\text{розр}}}{P_{\text{розр}}} = \frac{1835}{5989} = 0,31. \quad (3.3)$$

Бачимо, що результативне значення коефіцієнта лежить у допустимих межах.

3.2 Оцінка впливу гармонічних складових напруг

Гармонічні складові, які виникають у мережі внаслідок роботи нелінійних навантажень, спричиняють додаткові втрати енергії на гістерезис у магнітопроводах трансформаторів, а також призводять до скорочення строку служби електричного обладнання. Окрім цього, під дією струмів третьої гармоніки можливі перегрівання та пошкодження нульових робочих провідників у кабельних лініях через їх перевантаження.

Для оцінювання впливу гармонічних складових на роботу електричної мережі доцільно побудувати її частотну характеристику. З цією метою на основі вихідної електричної схеми складається схема заміщення, яка відображає реактивні опори окремих елементів досліджуваної ділянки. Після цього виконується розрахунок результуючого індуктивного опору мережі залежно від частоти, що дає змогу визначити чутливість системи до впливу гармонік різних порядків.

$$X_{\text{мер}} = 2X_{\text{сист}} + 2X_{\text{лінії}} + X_{\text{тр}} \cdot K_{\text{тр}}^2; \quad (3.4)$$

$$X_{\text{мер}} = 2 \cdot 3,014 + 2 \cdot 2,135 + 220,4 = 230,75 \text{ Ом}$$

Опір установлених компенсаційних пристроїв [11]:

$$X_{KB} = \frac{U_{НОМ}^2}{Q} = \frac{10^2}{3400} = 29,4 \text{ Ом}, \quad (3.5)$$

де $U_{НОМ}^2$ – номінальна напруга конденсаторної батареї; Q – потужність КБ.

Наступним етапом є розрахунок еквівалентного опору мережі з урахуванням встановлення конденсаторної батареї. Оскільки згідно зі схемою електричної мережі КБ підключається паралельно до її елементів, то вираз для визначення результуючого опору матиме такий вигляд:

$$X_{\text{вх}}(v) = \frac{X_{\text{мереж}} \cdot X_{KB} \cdot v}{X_{\text{мереж}} \cdot v^2 - X_{KB}}, \quad (3.6)$$

де $X_{\text{мереж}}$ – опір мережі; X_{KB} – опір конденсаторної батареї; v – номер гармоніки.

За результатами проведених обчислень будуюмо частотну характеристику мережі, яка представлена на рисунку 3.1.

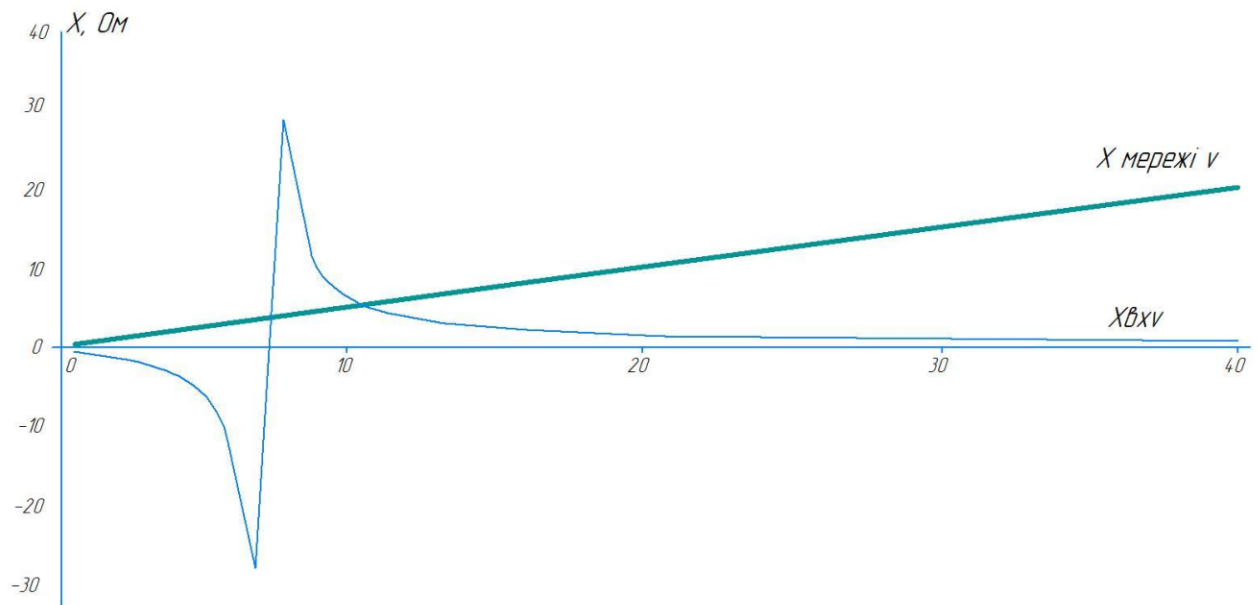


Рисунок 3.1 – Частотна характеристика мережі

На основі побудованого графіка можна зробити висновок, що вплив гармонічних складових напруги є незначним. Розглянуті гармоніки не входять у резонанс з параметрами мережі, а отже, не спричиняють істотних відхилень у її роботі.

Результати аналізу частотної характеристики показують, що при встановленні компенсуючих пристроїв, зокрема батарей статичних конденсаторів, формується стабільний та сприятливий режим роботи мережі. У цьому випадку допускається застосування незахищених БСК, оскільки виражених резонансних явищ не спостерігається.

3.3 Регулювання напруги з допомогою РПН

На основі таблиць споживання активної та реактивної потужності протягом доби у зимовий та літній періоди виконуємо підбір відповідних відпаївок трансформатора для кожної години. Підбір здійснюється на розроблений моделі шляхом зміни положення анцапф на обмотках трансформатора. Отримані результати зведено у таблицю 3.1.

Таблиця 3.1 – Підбір положень РПН для зимового періоду

Год	Навантаження		Трансформатор Т1				Трансформатор Т2			
	Т1	Т2	№	U_{HH}	№	U_{HH}	№	U_{HH}	№	U_{HH}
1	1319,1	545,8	6	10,48			7	10,53		
2	1540,7	745,9	6	10,45			7	10,50		
3	1537,9	707,0	6	10,45			7	10,52		
4	1470,2	709,8	6	10,45			7	10,52		
5	1015,2	329,8	6	10,53			7	10,53		
6	987,8	332,6	6	10,53			7	10,52		
7	1107,3	443,6	6	10,52			7	10,52		
8	1048,2	332,7	6	10,53			7	10,53		
9	1329,1	589,0	6	10,48			7	10,52		
10	1418,4	594,6	6	10,48			7	10,52		
11	1235,5	724,4	6	10,47			7	10,55		
12	1362,1	669,7	6	10,47			7	10,60		
13	1120,4	552,9	6	10,50			7	10,75	6	10,57
14	1396,8	632,2	6	10,48			7	10,72	6	10,53
15	1203,8	652,3	6	10,48			7	10,62	6	10,43
16	1355,0	701,3	6	10,47			7	10,53		
17	1470,2	720,1	6	10,45			7	10,53		
18	1427,1	635,1	6	10,45	7	10,6	7	10,62	6	10,43
19	1126,1	596,1	6	10,48	7	10,6	7	10,67	6	10,47
20	937,4	396,1	6	10,53			7	10,63	6	10,47

21	1421,2	673,2	6	10,48			7	10,62	6	10,43
22	1588,4	805,2	6	10,47			7	10,60	6	10,42
23	1795,2	941,6	6	10,42			7	10,45		
24	1936,0	981,2	6	10,42			7	10,53		

Проаналізувавши отримані результати розрахунків, можна зробити висновок про необхідність регулювання напруги впродовж доби за допомогою перемикачів відпаювань РПН трансформаторів.

У зимовий період трансформатори Т1 і Т2 потребують зміни положення РПН залежно від графіка навантаження. Найбільш виражено ця потреба спостерігається у трансформатора Т2, для якого у часових інтервалах з 13:00 до 15:00 та з 18:00 до 22:00 необхідно виконати перемикач з 7-ї на 6-ту відпайку.

Аналогічний аналіз проведемо і для літнього періоду, результати якого подано у таблиці 3.2.

Таблиця 3.2 – Підбір положень РПН для літнього періоду

Год	Навантаження		Трансформатор Т1				Трансформатор Т2			
	Т1	Т2	№	U_{HH}	№	U_{HH}	№	U_{HH}	№	U_{HH}
1	1,52	2,75	6	10,58			6	10,53		
2	1,55	2,81	6	10,60			6	10,53		
3	1,73	2,77	6	10,58			6	10,53		
4	0,77	1,55	6	10,68	5	10,50	6	10,57		
5	1,40	2,10	6	10,60	5	10,42	6	10,57		
6	1,31	2,1	6	10,68	5	10,50	6	10,60		
7	1,29	1,82	6	10,68	5	10,50	6	10,65	5	10,45
8	1,07	1,56	6	10,68	5	10,50	6	10,63	5	10,45
9	1,10	1,41	6	10,68	5	10,50	6	10,63	5	10,45
10	1,34	2,47	6	10,63	5	10,45	6	10,57		
11	1,49	2,51	6	10,58			6	10,58		
12	1,71	2,42	6	10,60			6	10,58		
13	1,56	2,63	6	10,62	5	10,45	6	10,58		
14	1,72	2,56	6	10,63	5	10,45	6	10,57		
15	1,68	2,64	6	10,67	5	10,48	6	10,57		
16	0,80	2,07	6	10,70	5	10,52	6	10,60		
17	0,80	1,92	6	10,68	5	10,52	6	10,62	5	10,45
18	1,57	2,76	6	10,60			6	10,55		
19	1,91	2,7	6	10,58	5	10,40	6	10,55		
20	1,83	2,51	6	10,58			6	10,55		
21	1,20	1,96	6	10,70	5	10,52	6	10,57		

22	1,69	1,83	6	10,60			6	10,57		
23	1,88	1,70	6	10,58			6	10,57		
24	1,6	1,73	6	10,58			6	10,57		

Аналіз отриманих результатів дає змогу зробити висновок про необхідність регулювання напруги трансформаторів упродовж доби також і в літній період. Трансформатори Т1 і Т2 потребують зміни положення РПН, причому найбільш виражена потреба спостерігається у трансформатора Т1.

Зокрема, у часових інтервалах з 4:00 до 10:00, з 13:00 до 17:00, а також о 19:00 та 21:00 необхідно здійснювати перемикання з 6-ї на 5-ту відпайку.

Узагальнюючи результати, наведені у вищезгаданих таблицях, можна відзначити, що ПС1 характеризується значною нерівномірністю навантаження протягом доби.

Для забезпечення стабільного рівня напруги в таких умовах потрібне часте коригування положення РПН, що у разі ручного керування є складним та малоефективним процесом.

Тому доцільним технічним рішенням є встановлення на силових трансформаторах пристроїв автоматичного регулювання коефіцієнта трансформації, що забезпечить підтримання напруги в допустимих межах без участі оператора.

4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА У НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

4.1 Загальні вимоги охорони праці на об'єктах електроенергетики

Охорона праці на об'єктах електроенергетики є системою правових, соціально-економічних, організаційно-технічних, санітарно-гігієнічних і лікувально-профілактичних заходів, спрямованих на збереження життя, здоров'я та працездатності працівників у процесі трудової діяльності. Діяльність у галузі електроенергетики пов'язана з підвищеною небезпекою, тому питання безпеки персоналу мають першочергове значення [12].

Законодавчу основу охорони праці становлять Закон України «Про охорону праці», Кодекс законів про працю України, а також галузеві нормативні документи, серед яких: Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів (НПАОП 40.1-1.21-98), Правила технічної експлуатації електроустановок споживачів (ПТЕЕС), Правила улаштування електроустановок (ПУЕ), ДСТУ EN 50110-1:2014 «Експлуатація електроустановок» та інші. Вимоги зазначених документів визначають порядок організації безпечного виконання робіт, допуск персоналу до обслуговування електроустановок, проведення інструктажів, навчання та перевірки знань з питань охорони праці.

На підстанціях і в електричних мережах повинна бути організована безпечна виробнича атмосфера, яка включає: утримання робочих місць у справному стані, наявність необхідних засобів захисту, попереджувальних знаків та схем заземлення, належний рівень освітлення та вентиляції. Особлива увага приділяється контролю за технічним станом обладнання, оскільки навіть незначні відхилення можуть призвести до аварійних ситуацій або ураження електричним струмом.

Працівники, допущені до роботи в електроустановках, повинні пройти відповідне навчання, перевірку знань та мати групу з електробезпеки не нижче встановленої для певного виду робіт. Кожен працівник зобов'язаний дотримуватися вимог інструкцій з охорони праці, користуватися засобами інди-

відуального та колективного захисту, негайно повідомляти керівництво про будь-які порушення чи несправності.

Відповідальність за порушення правил охорони праці передбачена чинним законодавством і може бути дисциплінарною, адміністративною або кримінальною залежно від ступеня наслідків. Керівники підрозділів несуть персональну відповідальність за організацію безпечних умов праці, а працівники – за дотримання встановлених вимог та безпечне виконання своїх обов’язків.

4.2 Аналіз шкідливих та небезпечних виробничих факторів

У процесі експлуатації електроустановок персонал підстанцій і електричних мереж зазнає впливу низки шкідливих та небезпечних виробничих факторів, які можуть становити загрозу життю та здоров’ю працівників. Згідно з класифікацією, наведеною у ДСТУ 2293-99 «Охорона праці. Терміни та визначення основних понять», до небезпечних факторів належать такі, що можуть спричинити травму, опік або інше гостре ушкодження організму, тоді як шкідливі фактори викликають погіршення самопочуття чи розвиток професійних захворювань при тривалому впливі [13].

Основними небезпечними факторами при роботі з електроустановками є ураження електричним струмом, електрична дуга, можливість виникнення коротких замикань та підвищена напруга дотику і кроку. Додатковими чинниками безпеки є підвищена температура обладнання, рухомі частини механізмів, шум та вібрація, а також наявність електромагнітних полів, що можуть впливати на організм людини.

До шкідливих виробничих факторів належать недостатня або надмірна освітленість, незадовільні параметри мікроклімату (висока температура, вологість, протяги), запиленість повітря та наявність токсичних продуктів горіння трансформаторної олії у разі аварійних ситуацій. Сукупний вплив цих

факторів може призвести до підвищеної втомлюваності, зниження концентрації уваги, зростання ризику помилок під час виконання робіт.

Під час виконання ремонтних або оперативних перемикачів можливі травмонебезпечні ситуації, пов'язані з доторканням до струмопровідних частин, падінням з висоти під час обслуговування обладнання, ураженням дугою при короткому замиканні, а також механічними пошкодженнями через падіння інструменту або деталей. Для запобігання таким випадкам необхідно суворо дотримуватися вимог технологічних карт, інструкцій з безпечного виконання робіт та використовувати справні засоби захисту.

Вплив шкідливих факторів на організм людини може проявлятися у вигляді електротравм, опіків, порушення діяльності серцево-судинної системи, зниження слуху через шум, захворювань опорно-рухового апарату при тривалій вібрації. Для зниження їхнього впливу необхідне раціональне планування робочого місця, чергування режимів праці та відпочинку, регулярне проведення медичних оглядів і контроль параметрів виробничого середовища.

4.3 Заходи з електробезпеки

Електробезпека є одним із ключових аспектів охорони праці на об'єктах електроенергетики, оскільки більшість технологічних процесів пов'язані з роботою під напругою або поблизу струмопровідних частин. Метою заходів з електробезпеки є запобігання ураженню працівників електричним струмом, електричною дугою або вторинними наслідками електротравм.

Відповідно до Правил улаштування електроустановок (ПУЕ), усі електроустановки поділяються за ступенем небезпеки ураження струмом на [14]:

- ❖ електроустановки без підвищеної небезпеки;
- ❖ електроустановки з підвищеною небезпекою (приміщення з підвищеною вологістю, температурою, струмопровідними підлогами);

❖ особливо небезпечні електроустановки, у яких наявні два і більше чинники підвищеної небезпеки або умови особливої вологості (наприклад, зовнішні підстанції, відкриті розподільчі пристрої).

Для забезпечення безпечної роботи в електроустановках застосовується комплекс засобів індивідуального та колективного захисту. До індивідуальних засобів належать: діелектричні рукавички, калоші, боти, ізолюючі штани, кліщі, покажчики напруги, переносні заземлення, захисні окуляри, каски, щити від дугового випромінювання. Засоби колективного захисту включають: огороження струмопровідних частин, блокування, сигнальні та попереджувальні написи, а також автоматичні пристрої захисного відключення.

Важливим елементом системи електробезпеки є заземлення та занулення. Заземлення забезпечує відведення струму замикання на землю, зменшуючи напругу дотику до безпечних значень. Занулення полягає у приєднанні металевих корпусів електрообладнання до нульового провідника мережі, що забезпечує автоматичне вимкнення пошкодженої ділянки у разі короткого замикання.

Окрім технічних засобів, обов'язковим є виконання організаційних заходів безпеки, до яких належать: видача нарядів-допусків на проведення робіт, перевірка відсутності напруги, встановлення переносних заземлень, огороження робочих місць, а також нагляд відповідальної особи.

У разі ураження працівника електричним струмом першочергово необхідно негайно звільнити його від дії струму, дотримуючись власної безпеки (відключення рубильника, відтягування постраждалого за сухий одяг, використання діелектричних предметів). Після припинення дії струму потрібно оцінити стан постраждалого: перевірити свідомість, дихання та пульс. За їхньої відсутності необхідно розпочати серцево-легеневу реанімацію (штучне дихання і непрямий масаж серця) та викликати медичну допомогу. У випадку опіків або травм необхідно надати першу медичну допомогу відповідно до інструкцій з домедичної допомоги.

Дотримання вимог електробезпеки, своєчасне технічне обслуговування обладнання та належна підготовка персоналу є запорукою запобігання нещасним випадкам і забезпечення стабільної роботи електроустановок.

4.4 Охорона праці в умовах дії шкідливих факторів

На підстанціях 110/10 кВ персонал підлягає дії різних шкідливих і небезпечних факторів, серед яких електричне поле, шум, підвищена температура, небезпечні компоненти повітря та вібрації. Організація робочих місць та заходів з охорони праці повинна забезпечувати безпечні та здорові умови праці, мінімізувати ризики для здоров'я персоналу та відповідати нормативним вимогам.

Вимоги до мікроклімату та вентиляції у приміщеннях ПС. Для підтримання нормального мікроклімату у приміщеннях підстанції необхідно забезпечити оптимальні температурно-вологісні умови та ефективну вентиляцію.

❖ Температура повітря у контрольних та експлуатаційних приміщеннях повинна відповідати санітарним нормам і складати:

- взимку – 18 – 22 °С;

- влітку – 20–25 °С.

❖ Відносна вологість повітря підтримується на рівні 40 – 60 %.

❖ Система вентиляції повинна забезпечувати подачу свіжого повітря та видалення надлишкової теплової та шкідливої продукції (газів, пилу), при цьому рівень пилу в приміщеннях не повинен перевищувати нормативні значення для електротехнічних об'єктів [15].

Норми освітлення та шуму. Правильне освітлення та контроль шуму є важливими для збереження працездатності та запобігання професійним захворюванням:

❖ Освітленість робочих місць у приміщеннях підстанції повинна відповідати нормативам ДСТУ та становити:

- для оперативного персоналу – не менше 300 лк;

- для адміністративних і допоміжних приміщень – 200–250 лк.

❖ Рівень шуму від трансформаторного та комутаційного обладнання не повинен перевищувати 85 дБ(А). У разі перевищення встановлюються засоби шумозахисту та індивідуальні засоби захисту.

Засоби індивідуального захисту працівників. Для запобігання ураженню електричним струмом та травмування на підстанції застосовуються:

- ❖ ізолюючі рукавички, коврики та взуття;
- ❖ захисні шоломи, окуляри та спецодяг;
- ❖ інструмент із ізольованими ручками для роботи під напругою;
- ❖ засоби захисту від шуму та пилу при виконанні технічних робіт.

Використання засобів індивідуального захисту обов'язкове для всіх категорій персоналу під час робіт у зонах підвищеної небезпеки.

Медичні огляди та навчання персоналу з питань безпеки. Персонал підлягає обов'язковим медичним оглядам перед прийомом на роботу та періодично під час трудової діяльності. Це дозволяє своєчасно виявляти професійні захворювання та оцінювати стан здоров'я працівників. Регулярне навчання та інструктажі з охорони праці включають:

- ❖ правила безпечного обслуговування та експлуатації підстанції;
- ❖ дії при аварійних ситуаціях та ураженні електричним струмом;
- ❖ використання засобів індивідуального та колективного захисту.

Систематичне підвищення кваліфікації та контроль знань персоналу сприяють запобіганню нещасним випадкам і збереженню працездатності на підстанції.

4.5 Безпека у надзвичайних ситуаціях

Об'єкти електроенергетики, зокрема підстанції 110/10 кВ, належать до техногенно небезпечних об'єктів, де можлива поява надзвичайних ситуацій (НС) як техногенного, так і природного характеру. Ефективна організація

безпеки персоналу та забезпечення стійкого функціонування обладнання є обов'язковою складовою охорони праці.

До основних НС, що можуть виникнути на підстанціях, належать:

- ❖ техногенні: пожежі через короткі замикання або перегрів обладнання, вибухи трансформаторного масла, аварійне відключення силових трансформаторів, пошкодження кабельних ліній;
- ❖ природні: удари блискавки, грозові перенапруги, землетруси, повені та інші стихійні явища, які можуть спричинити вихід обладнання з ладу.

У разі виникнення НС персонал підстанції повинен діяти відповідно до затверджених інструкцій:

1. Оцінка ситуації та визначення загрози для життя і здоров'я.
2. Вжиття заходів із відключення уражених або небезпечних ділянок обладнання.
3. Використання засобів індивідуального захисту та аварійного обладнання.
4. Інформування керівництва та аварійних служб про подію.

Для забезпечення безпеки персоналу підстанції впроваджуються системи оповіщення та евакуації [16]:

- ❖ автоматичні та ручні сигнали тривоги;
- ❖ маркування евакуаційних виходів та шляхів;
- ❖ регулярні тренування з евакуації персоналу;
- ❖ призначення відповідальних за евакуацію та надання першої допомоги.

Для зменшення наслідків НС та забезпечення безперервності роботи електрооб'єкта застосовуються:

- ❖ резервування ключових елементів обладнання (трансформатори, комутаційні пристрої);
- ❖ системи аварійного живлення та автоматичного ввімкнення резервних джерел;
- ❖ регулярне технічне обслуговування та перевірка захисних пристроїв;
- ❖ впровадження протоколів аварійного управління для мінімізації часу простою підстанції.

5 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ ВПРОВАДЖЕННЯ КОМПЕНСУЮЧИХ ПРИСТРОЇВ НА 110/10 КВ

Зважаючи на результати попередніх розрахунків режимів електричної мережі, встановлено наявність значних перетоків реактивної потужності та зниження рівня напруги на шинах низької сторони трансформаторів. Такі явища спричиняють додаткові втрати електричної енергії, перевантаження елементів мережі та зниження надійності електропостачання споживачів. Тому одним із пріоритетних напрямів підвищення енергоефективності системи є впровадження компенсаційних пристроїв, здатних локально компенсувати реактивну складову струму та стабілізувати напругу без необхідності суттєвої реконструкції існуючого обладнання.

Техніко-економічне обґрунтування передбачає оцінку доцільності впровадження заходів із покращення режимів роботи ПС1, зокрема встановлення батарей статичних конденсаторів типу УКЛ-56М-10-1350 для компенсації реактивної потужності на шинах 10 кВ.

Ціллю цього розрахунку є визначення економічного ефекту від зменшення втрат електричної енергії, підвищення коефіцієнта потужності, а також розрахунок терміну окупності інвестицій у модернізацію.

5.1 Розрахунок зменшення втрат електроенергії

За результатами аналізу навантажень (табл. 1.1) та розрахунків у розділі 3 встановлено, що розрахункова повна потужність підстанції становить:

$$S_{розр} = 5989 \text{ кВА.}$$

Розрахункове значення активної потужності становить:

$$P_{розр} = 5989 \text{ кВт.}$$

Розрахункове значення реактивної потужності:

$$Q_{розр} = 4535 \text{ кВАр.}$$

Обчислюємо коефіцієнт реактивності [17]:

$$\operatorname{tg} \varphi = \frac{Q_{\text{розр}}}{P_{\text{розр}}} = \frac{4535}{5989} = 0,76. \quad (5.1)$$

Звідси

$$\cos \varphi = \frac{1}{\sqrt{1 + \operatorname{tg}^2 \varphi}} = \frac{1}{\sqrt{1 + 0,76^2}} = 0,8. \quad (5.2)$$

Тепер обчислимо коефіцієнт потужності, до якого вдалося скоректувати систему. Обчислимо реактивну потужність після компенсації.

$$Q_2 = Q_{\text{розр}} - Q_{\text{КУ}} = 3911 - 2700 = 1211 \text{ кВАр}. \quad (5.3)$$

Нова повна потужність становить:

$$S_2 = \sqrt{P_{\text{розр}}^2 - Q_2^2} = \sqrt{4535^2 + 1211} = 4694 \text{ кВАр}. \quad (5.4)$$

Новий коефіцієнт потужності:

$$\cos \varphi_2 = \frac{P_{\text{розр}}}{S_2} = \frac{4535}{4694,1} = 0,96. \quad (5.5)$$

Після встановлення двох УКЛ-56М-10-1350 (загалом 2,7 МВАр) коефіцієнт потужності на підстанції підвищиться приблизно до 0,96.

Обчислимо зменшення втрат потужності. Втрати активної потужності у лініях і трансформаторах прямо залежать від коефіцієнта потужності. При покращенні його з 0,8 до 0,96 втрати зменшуються за виразом:

$$\frac{\Delta P_{\text{розр}}}{\Delta P_1} = \left(\frac{\cos \varphi_1}{\cos \varphi_2} \right)^2 = \left(\frac{0,8}{0,96} \right)^2 = 0,69. \quad (5.6)$$

Відтак, втрати потужності скорочуються на 31 %.

Якщо прийняти середні технологічні втрати для мережі 10 кВ на рівні 10 % від переданої активної потужності, маємо:

$$P_{\text{BT1}} = 0,1 \cdot 4535 = 453,5 \text{ кВт}.$$

Після компенсації:

$$P_{\text{BT2}} = 0,69 \cdot 453,5 = 290 \text{ кВт}.$$

Відтак, зменшення втрат становить:

$$\Delta P = 453,5 - 290 = 163,5 \text{ кВт}.$$

5.2 Річна економія електроенергії та термін окупності

Обчислюємо річну економію електроенергії за умови безперебійної роботи підстанції за формулою [18]:

$$E = \Delta P \cdot 8760 = 163,5 \cdot 8760 = 1432260 \text{ кВт год.}$$

Якщо вартість 1 кВт год для населення становить 4,32 грн/кВт год, то отримаємо економію у розмірі:

$$E_{ГРН} = 1432260 \cdot 4,32 = 5\,729\,040 \text{ грн.}$$

Вартість однієї установки УКЛ-56М-10-1350 становить приблизно 1,5 млн. грн. Відтак, обчислимо термін окупності:

$$T_{OK} = \frac{C_{OB}}{E_{ГРН}} = \frac{3000000}{5729040} = 0,52 \text{ року.} \quad (5.5)$$

5.3 Економічна оцінка ефективності

У таблиці 5.1 представлено зведені показники економічної ефективності.

Таблиця 5.1 – Зведені показники економічної ефективності

Показник	Позначення	Значення
Коефіцієнт потужності до впровадження	$\cos \varphi_1$	0.8
Вартість установок	C_{OB}	3 млн. грн
Зниження втрат	ΔP	163,5 кВт
Річна економія	E	1432260 кВт год
Річна економія	$E_{ГРН}$	5729040
Термін окупності	T_{OK}	0,52 року
Коефіцієнт потужності після впровадження	$\cos \varphi_2$	0.96

Встановлення двох батарей статичних конденсаторів типу УКЛ-56М-10-1350 дає змогу компенсувати реактивну потужність обсягом 2,7 МВАр, що забезпечує підвищення коефіцієнта потужності з 0,76 до 0,95.

Очікуване зниження втрат активної потужності становить близько 31 %, що відповідає економії електроенергії понад 1,4 млн кВт·год на рік.

Річний економічний ефект від впровадження заходу становить близько 5,7 млн грн, при вартості обладнання 3 млн грн.

Термін окупності інвестицій не перевищує шести місяців, що свідчить про високу ефективність проекту.

Отримані результати підтверджують економічну доцільність і технічну ефективність заходів із компенсації реактивної потужності на ПС1 110/10 кВ.

Окрім прямої економії електроенергії, впровадження БСК забезпечує низку додаткових ефектів:

- ❖ підвищення напруги на шинах 10 кВ на 3 – 5 %, що покращує умови роботи двигунів і зменшує їх пускові струми;
- ❖ вивільнення потужності трансформаторів для підключення нових споживачів без їх заміни;
- ❖ зменшення перетоків реактивної потужності в мережі 110 кВ;
- ❖ покращення показників якості електроенергії відповідно до ДСТУ EN 50160:2023;
- ❖ зниження експлуатаційних витрат на обслуговування мережі.

ВИСНОВКИ

У кваліфікаційній роботі виконано аналіз, моделювання та удосконалення режимів роботи підстанції 110/10 кВ, яка забезпечує електропостачання гірничодобувного підприємства з видобування та переробки щебеню. Отримані результати можна узагальнити такими висновками:

1. Виконано характеристику підстанції 110/10 кВ та аналіз складу її електроспоживачів. Встановлено, що більшість навантажень мають значну реактивну складову, що зумовлює коефіцієнт потужності 0,8, який перевищує допустимі норми за ДСТУ EN 50160:2023. Дослідження показників якості електроенергії засвідчило перевищення гранично допустимих відхилень напруги та наявність гармонічних складових.

2. На основі програмного комплексу ДАКАР побудовано імітаційну модель підстанції, яка відтворює її реальні режими роботи у зимовий та літній періоди. За результатами розрахунків встановлено, що рівень напруги на шинах 110 кВ та 10 кВ перевищує допустимі експлуатаційні межі на 5 – 6 %.

3. Запропоновано заходи з покращання якості електричної енергії, серед яких – компенсація реактивної потужності та регулювання напруги за допомогою РПН. Після впровадження запропонованих заходів коефіцієнт потужності збільшився до 0,96, що відповідає нормативним вимогам.

4. Розглянуто питання охорони праці та безпеки у надзвичайних ситуаціях. Визначено основні небезпечні та шкідливі фактори під час експлуатації підстанції, подано заходи щодо запобігання ураження електричним струмом, пожежної та техногенної безпеки, а також порядок дій персоналу у разі аварійних ситуацій.

5. Проведено техніко-економічне обґрунтування запропонованих заходів. Встановлено, що впровадження батарей статичних забезпечує зниження втрат електроенергії та покращення режимів роботи трансформаторів. Отриманий економічний ефект підтверджує доцільність запропонованих технічних рішень.

ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ

1. Охріменко В. М. Споживачі електричної енергії: підручник. Харків: ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2019. 286 с.
2. Бондар І. Л., Бондар О. І., Сиченко В. Г. Електричні системи та мережі споживачів залізничного транспорту. Дніпропетровськ: Наука, 2009. 158 с.
3. Бурбело М. Й., Бірюков О. О., Мельничук Л. М. Системи електропостачання. Елементи теорії та приклади розрахунків: навчальний посібник. Вінниця: ВНТУ, 2011. 204 с.
4. Шестеренко В. Є. Системи електроспоживання та електропостачання промислових підприємств. Вінниця: Нова книга, 2004. 656 с.
5. ДСТУ EN 50160:2014. Характеристики напруги електроенергії, що подається в електричних мережах загального призначення [Електронний ресурс]. Режим доступу: https://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page.html?id_doc=51529 (дата звернення: 18.10.2025).
6. Дячук С. Ф. Excel 2013 – 2016: навчальний посібник. Тернопіль: Вид-во ТНТУ імені Івана Пулюя, 2021. 308 с.
7. DAKAR – ELEKS. Real-time power system management tool for modeling, analysis, planning, and optimization of modern electrical networks [Електронний ресурс]. Режим доступу: <https://dakar.eleks.com/> (дата звернення: 18.10.2025).
8. Мілих В. І., Павленко Т. П. Електропостачання промислових підприємств: підручник для студентів електромеханічних спеціальностей. Харків: ФОП Панов А. М., 2016. 272 с.
9. Шкрабець Ф.П. Електропостачання: навч. посіб. Донецьк: НГУ, 2015. 540 с.
10. Давиденко Л. В., Коменда Н. В., Давиденко В. А., Євсюк М. М. Електропостачання промислових об'єктів: практикум. Луцьк: ВІП ЛНТУ, 2022. 244 с.
11. Журахівський А. В., Кінаш Б. М., Пастух О. Р. Надійність електричних систем і мереж: навчальний посібник. Львів: Видавництво Львівської політехніки, 2012. 280 с.

12. Бондаренко В. О., Ганус О. І., Старков К. О., Шевченко С. Ю. Охорона праці в електроенергетиці: навчальний посібник. Харків: Вид-во «Підручник НТУ «ХП», 2014. 286 с.
13. Арламов О. Ю. Безпека життєдіяльності та цивільний захист: конспект лекцій. Київ: В-во НТУУ «КПІ», 2018. 93 с.
14. Панченко С. В., Акімов О. І., Бабаєв М. М. Електробезпека: підручник. Харків: УкрДУЗТ, 2018. 295 с.
15. Пістун І. П., Березовецький А. П., Тимочко В. О., Городецький І. М. Охорона праці (гігієна праці та виробнича санітарія). Львів: Тріада плюс, 2017. 620 с.
16. Касьянов М. А., Ревенко Ю. П., Тищенко Ю. А. Захист населення в умовах надзвичайних ситуацій. Луганськ: Вид-во Східноукр. нац. ун-ту ім. В. Даля., 2003. 183 с.
17. Мірошник О. О., Черкашина В. В., Мороз О. М., Черемісін М. М. Економічні розрахунки в інженерній діяльності на прикладах задач електроенергетики. Харків: ФЛП Панов А. Н., 2018. 214 с.
18. ГКД 340.000.001-95. Визначення економічної ефективності капіталовкладень в енергетику. Методика. (Загальні методичні положення). Київ: Міненерго України, 1995. 34 с.

Додаток А Погодинні навантаження трансформаторів підстанції

Таблиця А1 – Навантаження трансформатора Т1 (зима)

Год	Навантаження 110 кВ		Активне навантаження 10 кВ				Реактивне навантаження 10 кВ				Напруга ВН	Напруга НН	Положення РПН
	активна	реактивна	№12	№15	№16	Сума	№12	№15	№16	Сума			
1	1320,0	594,0	445,0	420,5	453,6	1319,1	265,0	152,6	128,2	545,8	116,0	6,4	9
2	1628,0	844,8	432,0	446,4	662,4	1540,8	254,9	136,8	354,2	745,9	115,9	6,3	9
3	1584,0	792,0	303,8	421,9	812,2	1537,9	162,7	151,2	393,1	707,0	115,9	6,3	9
4	1496,0	796,4	303,8	420,5	745,9	1470,2	162,7	154,1	393,1	709,9	116,0	6,4	9
5	1042,8	382,8	279,4	421,9	313,9	1015,2	161,3	168,5	0,0	329,8	116,1	6,4	9
6	1029,6	382,8	276,5	394,6	316,8	987,9	158,4	174,2	0,0	332,6	116,2	6,4	9
7	1161,6	506,0	285,1	433,4	388,8	1107,3	158,4	149,8	135,4	443,6	116,0	6,3	9
8	1060,4	404,8	313,9	413,3	321,1	1048,3	168,5	157,0	7,2	332,7	116,2	6,4	9
9	1430,0	668,8	318,2	322,6	688,3	1329,1	161,3	148,3	279,4	589,0	115,9	6,2	9
10	1447,6	668,8	309,6	388,8	720,0	1418,4	162,7	123,8	308,2	594,7	116,0	6,3	9
11	1280,4	805,2	322,6	246,2	666,7	1235,5	185,8	178,6	360,0	724,4	116,1	6,4	9
12	1412,4	712,8	312,5	339,8	709,9	1362,2	178,6	154,1	337,0	669,7	116,0	6,3	9
13	1174,8	629,2	351,4	312,5	456,5	1120,4	226,1	188,6	138,2	552,9	116,1	6,4	9
14	1452,0	704,0	295,2	469,4	632,2	1396,8	171,4	122,4	338,4	632,2	115,9	6,3	9
15	1245,2	739,2	375,8	322,6	505,4	1203,8	257,8	174,2	220,3	652,3	116,1	6,4	9
16	1412,4	770,0	305,3	364,3	685,4	1355,0	172,8	146,9	381,6	701,3	115,9	6,2	9
17	1548,8	787,6	381,6	450,7	637,9	1470,2	247,7	106,6	365,8	720,1	115,9	6,3	9
18	1496,0	708,4	306,7	437,8	682,6	1427,1	157,0	122,4	355,7	635,1	116,0	6,4	9
19	1082,0	624,8	305,3	177,1	643,7	1126,1	162,7	87,8	345,6	596,1	116,2	6,5	9
20	990,0	470,8	319,7	275,0	342,7	937,4	175,7	171,4	49,0	396,1	116,2	6,4	9
21	1421,2	673,2	306,7	367,2	658,1	1332,0	164,2	151,2	265,0	580,4	116,0	6,4	9
22	1588,4	805,2	388,8	381,6	730,1	1500,5	236,2	146,9	321,1	704,2	116,0	6,4	9
23	1795,2	941,6	656,6	367,2	704,2	1728,0	414,7	139,7	295,2	849,6	115,9	6,3	9
24	1936,0	981,2	672,5	436,3	773,3	1882,1	420,5	115,2	334,1	869,8	115,9	6,3	9

Таблиця А2 – Навантаження трансформатора Т2 (зима)

Год	Навантаження 110 кВ		Активне навантаження 10 кВ			Реактивне навантаження 10 кВ			Напруга ВН	Напруга НН	Положення РПН
	активна	реактивна	№12	№15	№16	Сума	№12	№15			
1	2917,2	1592,8	1663,2	678,2	2341,4	748,8	505,4	1254,2	116,0	6,8	13
2	3370,4	1694,0	2047,7	828,0	2875,7	845,3	485,3	1330,6	115,9	6,7	13
3	3198,8	1584,0	1843,2	733,0	2576,2	846,7	466,6	1313,3	115,9	6,7	13
4	3234,0	1663,2	1975,7	774,7	2750,4	769,0	496,8	1265,8	116,0	6,8	13
5	3115,2	1584,0	1908,0	721,4	2629,4	766,1	496,8	1262,9	116,1	6,8	13
6	3172,4	1579,6	1945,4	743,0	2688,4	806,4	465,1	1271,5	116,2	6,7	13
7	3181,2	1575,2	1921,0	728,6	2649,6	810,7	463,7	1274,4	116,0	6,8	13
8	2151,6	1152,8	938,9	364,3	1303,2	937,4	424,8	1362,2	116,2	6,8	13
9	3273,6	1606,0	1912,3	767,5	2679,8	842,4	407,5	1249,9	115,9	6,7	13
10	3330,8	1707,2	2119,7	895,7	3015,4	797,8	419,0	1216,8	116,0	6,8	13
11	2846,8	1650,0	1965,6	803,5	2769,1	640,8	491,0	1131,8	116,1	6,8	13
12	2195,6	972,4	1140,5	394,6	1535,1	661,0	309,6	970,6	116,0	6,8	13
13	831,6	444,4	496,8	123,8	620,6	136,8	100,8	237,6	116,1	6,8	13
14	1214,4	651,2	648,0	204,5	852,5	254,9	119,5	374,4	115,9	6,7	13
15	2534,4	1311,2	1657,4	620,6	2278,0	511,2	246,2	757,4	116,1	6,8	13
16	2908,4	1658,8	1951,2	758,9	2710,1	705,6	459,4	1165,0	115,9	6,7	13
17	3269,2	1540,0	2057,8	828,0	2885,8	812,2	397,4	1209,6	115,9	6,8	13
18	2772,0	1399,2	2047,7	833,8	2881,5	432,0	311,0	743,0	116,0	6,7	13
19	2710,4	1469,6	2050,6	832,3	2882,9	259,2	236,2	495,4	116,2	6,8	13
20	1839,2	1302,4	1206,7	505,4	1712,1	349,9	450,7	800,6	116,2	6,8	13
21	2926,0	1570,8	2005,9	822,2	2828,1	375,8	387,4	763,2	116,0	6,7	13
22	2943,6	1623,6	2135,5	892,8	3028,3	373,0	390,2	763,2	116,0	6,8	13
23	3383,6	1729,2	2151,4	913,0	3064,4	715,7	439,2	1154,9	115,9	6,7	13
24	3084,4	1698,4	2086,6	859,7	2946,3	627,8	522,7	1150,5	115,9	6,7	13

Таблиця А3 – Навантаження трансформатора Т1 (літо)

Год	Навантаження 110 кВ		Активне навантаження 10 кВ				Реактивне навантаження 10 кВ				Напруга ВН	Напруга НН	Положення РПН
	активна	реактивна	№12	№15	№16	Сума	№12	№15	активна	реактивна			
1	1562,0	1377,2	533,4	381,0	609,6	1524,0	444,4	317,4	507,8	1269,6	119,1	6,7	10
2	1575,2	1262,8	542,6	387,6	620,2	1550,4	405,7	289,8	463,7	1159,2	119,2	6,7	10
3	1764,4	1337,6	607,3	433,8	694,1	1735,2	425,0	303,6	485,8	1214,4	119,5	6,7	10
4	805,2	880,0	272,2	194,4	311,0	777,6	284,8	203,4	325,4	813,6	118,6	6,7	10
5	1434,4	1284,8	492,2	351,6	562,6	1406,4	416,6	297,6	476,2	1190,4	119,0	6,7	10
6	1342,0	809,6	461,2	329,4	527,0	1317,6	255,4	182,4	291,8	729,6	118,1	6,7	10
7	1320,0	831,6	454,4	324,6	519,4	1298,4	262,9	187,8	300,5	751,2	117,8	6,7	10
8	1100,0	910,8	377,2	269,4	431,0	1077,6	290,6	207,6	332,2	830,4	118,4	6,7	10
9	1130,8	866,8	388,1	277,2	443,5	1108,8	277,2	198,0	316,8	792,0	118,8	6,7	10
10	1372,8	1122,0	472,1	337,2	539,5	1348,8	362,0	258,6	413,8	1034,4	118,2	6,7	10
11	1522,4	1364,0	522,5	373,2	597,1	1492,8	441,0	315,0	504,0	1260,0	117,4	6,6	10
12	1746,8	1328,8	599,8	428,4	685,4	1713,6	425,0	303,6	485,8	1214,4	117,1	6,5	10
13	1584,0	1152,8	546,8	390,6	625,0	1562,4	369,6	264,0	422,4	1056,0	117,4	6,6	10
14	1751,2	1126,4	604,8	432,0	691,2	1728,0	353,6	252,6	404,2	1010,4	118,2	6,6	10
15	1711,6	924,0	589,7	421,2	673,9	1684,8	289,8	207,0	331,2	828,0	118,1	6,6	10
16	822,8	7656,0	282,2	201,6	322,6	806,4	243,6	174,0	278,4	696,0	118,1	6,7	10
17	827,2	932,8	280,6	200,4	320,6	801,6	300,7	214,8	343,7	859,2	119,1	6,8	10
18	1606,0	1328,8	551,9	394,2	630,7	1576,8	425,9	304,2	486,7	1216,8	118,3	6,7	10
19	1940,4	1355,2	671,2	479,4	767,0	1917,6	428,4	306,0	489,6	1224,0	118,4	6,7	10
20	1865,6	1364,0	643,4	459,6	735,4	1838,4	431,8	308,4	493,4	1233,6	119,0	6,7	10
21	1232,0	787,6	421,7	301,2	481,9	1204,8	246,1	175,8	281,3	703,2	120,1	6,8	10
22	1720,4	1315,6	593,9	424,2	678,7	1696,8	418,3	298,8	478,1	1195,2	119,1	6,7	10
23	1914,0	1381,6	658,6	470,4	752,6	1881,6	436,8	312,0	499,2	1248,0	119,2	6,6	10
24	1724,8	1386,0	592,2	423,0	676,8	1692,0	442,7	316,2	505,9	1264,8	119,7	6,7	10

Таблиця А4 – Навантаження трансформатора Т2 (літо)

Год	Навантаження 110 кВ		Активне навантаження 10 кВ				Реактивне навантаження 10 кВ				Напруга ВН	Напруга НН	Положення РПН
	активна	реактивна	№12	№15	№16	Сума	№12	№15	активна	реактивна			
1	2776,4	1742,4	1101,1	963,5	688,2	2752,8	587,5	514,1	367,2	1468,8	119,1	7,2	14
2	2829,2	1764,4	1126,1	985,3	703,8	2815,2	593,3	519,1	370,8	1483,2	119,2	7,2	14
3	2798,4	1724,8	1109,8	971,0	693,6	2774,4	580,8	508,2	363,0	1452,0	119,5	7,2	14
4	1575,2	1597,2	621,1	543,5	388,2	1552,8	557,8	488,0	348,6	1394,4	118,6	7,2	14
5	2129,6	1522,4	843,8	738,4	527,4	2109,6	524,2	458,6	327,6	1310,4	119,0	7,3	14
6	2112,0	1421,2	840,0	735,0	525,0	2100,0	483,8	423,4	302,4	1209,6	118,1	7,2	14
7	1896,4	1078,0	751,7	657,7	469,8	1879,2	356,2	311,6	222,6	890,4	117,8	7,2	14
8	1579,6	1223,2	625,9	547,7	391,2	1564,8	419,5	367,1	262,2	1048,8	118,4	7,3	14
9	1434,4	1267,2	566,4	495,6	354,0	1416,0	434,9	380,5	271,8	1087,2	118,8	7,3	14
10	2481,6	1491,6	988,8	865,2	618,0	2472,0	505,0	441,8	315,6	1262,4	118,2	7,2	14
11	2530,0	1452,0	1004,2	878,6	627,6	2510,4	487,7	426,7	304,8	1219,2	117,4	7,2	14
12	2437,6	1430,0	970,6	849,2	606,6	2426,4	481,9	421,7	301,2	1204,8	117,1	7,2	14
13	2653,2	1469,6	1054,1	922,3	658,8	2635,2	491,5	430,1	307,2	1228,8	117,4	7,2	14
14	2578,4	1513,6	1025,3	897,1	640,8	2563,2	511,7	447,7	319,8	1279,2	118,2	7,2	14
15	2662,0	1496,0	1057,9	925,7	661,2	2644,8	498,2	436,0	311,4	1245,6	118,1	7,2	14
16	2094,4	1425,6	830,4	726,6	519,0	2076,0	483,8	423,4	302,4	1209,6	118,1	7,2	14
17	1940,4	1210,0	769,0	672,8	480,6	1922,4	406,1	355,3	253,8	1015,2	119,1	7,3	14
18	2780,8	1650,0	1107,8	969,4	692,4	2769,6	554,9	485,5	346,8	1387,2	118,3	7,2	14
19	2723,6	1641,2	1080,0	945,0	675,0	2700,0	553,9	484,7	346,2	1384,8	118,4	7,2	14
20	2530,0	1606,0	1006,1	880,3	628,8	2515,2	542,4	474,6	339,0	1356,0	119,0	7,3	14
21	1984,4	1575,2	784,3	686,3	490,2	1960,8	542,4	474,6	339,0	1356,0	120,1	7,3	14
22	1852,4	1518,0	734,4	642,6	459,0	1836,0	524,2	458,6	327,6	1310,4	119,1	7,2	14
23	1720,4	1518,0	681,6	596,4	426,0	1704,0	529,0	462,8	330,6	1322,4	119,2	7,3	14
24	1760,0	1579,6	694,1	607,3	433,8	1735,2	551,0	482,2	344,4	1377,6	119,7	7,3	14