



Міністерство освіти і науки України  
Тернопільський національний технічний університет імені Івана Пулюя

Факультет прикладних інформаційних технологій та електроінженерії  
(повна назва факультету)

Кафедра Електричної інженерії  
(повна назва кафедри)

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

Тарасенко М. Г.  
(підпис) (прізвище та ініціали)

« 30 » вересня 2021 р.

**З А В Д А Н Н Я**  
**НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ**

на здобуття освітнього ступеня магістр  
(назва освітнього ступеня)

за спеціальністю 141 – електроенергетика, електротехніка та електромеханіка  
(шифр і назва спеціальності)

студенту Завадському Богдану Володимировичу  
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи Оптимізація системи електропостачання трансформаторної підстанції 110/10 кВ.

Керівник роботи Бабюк Сергій Миколайович, к.т.н.  
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

Затверджені наказом ректора від « 29 » вересня 2021 року № 4/7-807

2. Термін подання студентом завершеної роботи 10 грудня 2021 року

3. Вихідні дані до роботи \_\_\_\_\_

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

1. Аналітичний розділ

2. Розрахунково-дослідницький розділ

3. Проектно-конструкторський розділ

4. Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях

5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень, слайдів)

1. Однолінійна схема ПС 110/10 кВ 1л. ф – А1

2. Однолінійна схема повітряних ліній 10 кВ 1л. ф – А1

3. Схема розподільного пункту 10 кВ 1л. ф – А1

4. Графіки контролю параметрів роботи підстанції 2л. ф – А1

5. Графіки контролю параметрів роботи мережі 1л. ф – А1

6. 1л. ф – А1

## 6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	Гурик О. Я., к.т.н., доцент		
	Клепчик В.М., старший викладач		
Нормоконтроль	Вакуленко О.О., старший викладач		

7. Дата видачі завдання 30 вересня 2021 року**КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН**

№ з/п	Назва етапів роботи	Термін виконання етапів роботи	Примітка
1	Вступ	10.09.2021	
2	Аналітичний розділ	20.10.2021	
3	Розрахунково-дослідницький розділ	15.11.2021	
4	Проектно-конструкторський розділ	01.12.2021	
5	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	10.12.2021	
6	Висновки	10.12.2021	
7	Оформлення пояснювальної записки	20.12.2021	
8	Оформлення графічної частини	20.12.2021	

Студент

\_\_\_\_\_

(підпис)

Завадський Б. В.

\_\_\_\_\_

(прізвище та ініціали)

Керівник роботи

\_\_\_\_\_

(підпис)

Бабюк С. М.

\_\_\_\_\_

(прізвище та ініціали)

## РЕФЕРАТ

Завадський Богдан Володимирович. «Оптимізація системи електропостачання трансформаторної підстанції 110/10 кВ».

141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка.

Стор.– 76; рис. - 28; табл. - 8; креслень - 6; джерел - 34; додатків - \_.

У кваліфікаційній роботі магістра здійснено розробку технічних заходів щодо оптимізації системи електропостачання мережі трансформаторної підстанції 110/10 кВ.

Встановлено, що необхідно забезпечити мережу ПС 110/10 кВ засобами дистанційного моніторингу параметрів на усіх рівнях.

Отримані дані для місць розташування засобів контролю.

Визначені чинники, що впливають на зниження ефективності процесу передачі електроенергії електричною мережею.

Проведено дослідження моніторингу параметрів трансформатора засобами установки вимірювальних комплексів як з боку високої напруги так і з боку низької напруги. За виміряними даними побудований графік втрат в трансформаторі.

Розроблені алгоритми на основі даних моніторингу і їх застосування на практиці для підвищення ефективності передачі електроенергії мережею.

Перелік ключових слів: ТРАНСФОРМАТОРНА ПІДСТАНЦІЯ, МОНІТОРИНГ, ВИМІРЮВАЛЬНИЙ КОМПЛЕКС, ВТРАТИ, РОЗУМНИЙ ЛІЧИЛЬНИК.

## ЗМІСТ

ВСТУП	6
1 АНАЛІТИЧНИЙ РОЗДІЛ	9
1.1 Аналіз високовольтної мережі підстанції 110/10 кВ	9
1.2 Аналіз мережі середньої напруги ПС 110/10 кВ	12
1.3 Аналіз мережі низької напруги ПС 110/10 кВ	16
1.4 Висновки до розділу 1	17
2 РОЗРАХУНКОВО-ДОСЛІДНИЦЬКИЙ РОЗДІЛ	18
2.1 Існуючі методи контролю параметрів мережі	18
2.2 Критичний аналіз існуючих методів контролю параметрів мережі	21
2.3 Контроль втрат в мережі 110/10/0,4 кВ	24
2.4 Контроль величини втрат в трансформаторі і лінії	36
2.5 Висновки до розділу 2	39
3 ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКИЙ РОЗДІЛ	40
3.1 Застосування розрахунку втрат по методу оперативних даних	40
3.2 Компенсація реактивної потужності	43
3.3 Інтелектуальна система АЧР	46
3.4 Використання моніторингу при технологічному приєднанні	48
3.5 Алгоритм визначення нетехнічних втрат	51
3.6 Нерівномірне навантаження в мережах 220-380 В	60
3.7 Контроль показників якості електроенергії	60
3.8 Контроль температури приладів обліку	61
3.9 Висновки до розділу 3	62

4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ	<u>63</u>
4.1 Безпека праці електрика по обслуговуванню трансформаторних підстанцій і розподільних пунктів	<u>63</u>
4.2 Принципи і заходи підвищення стійкості функціонування об'єктів економіки	<u>67</u>
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ	<u>70</u>
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ	<u>72</u>

## ВСТУП

### **Актуальність проблеми.**

У зв'язку зі зростанням технологічного прогресу, розумні системи все частіше використовуються в різних сферах людської діяльності. Розумні системи дозволяють технікам, адміністраторам і менеджерам контролювати і продуктивність і роботу пристроїв з безпечної відстані. Сфера енергетики не є винятком. Розподільчі мережі компанії повинні управляти розподільною мережею, яка є однією з найважливіших частин електромережі [1].

В даний час для загального розвитку промисловості країни необхідні трансформації в енергетичному секторі. Завдання цифровізації енергетики було поставлено на найвищому рівні[2].

Традиційно пропускна здатність мережі визначається на основі пікового використання. Таке використання може відображати споживання енергії лише протягом декількох годин на рік; Наприклад, пізно вночі посеред зими. Дорогих мережевих посилень в майбутньому можна уникнути, якщо ці піки енергоспоживання можуть бути компенсовані. Це починає відбуватися в міру того, як структура виробництва енергії змінюється і стає все більш залежною від поновлюваних джерел енергії, а не від традиційних електростанцій. Крім того, домогосподарства мають потенціал стати автономними, збільшуючи доступність внутрішнього зберігання та виробництва енергії [3].

Розумні лічильники повідомлять енергопостачальну організацію про збої передачі електроенергії, що допоможе поліпшити обслуговування клієнтів. Замість того, щоб чекати, поки перший споживач повідомить про це, мережеві організації зможуть реагувати, як тільки буде отримано перше попередження про відмову розумного лічильника. Розумні лічильники також повідомлять суб'єктів ринку електроенергії, якщо якість електропостачання, наприклад, рівень напруги, виходить за межі заданих рівнів. Це допоможе енергосистемам краще зрозуміти якість їх поставок і усунути недоліки [4].

Таким чином, інтелектуальний облік - це технологія, яка допоможе вирішити ряд проблем на шляху до інтелектуальних енергетичних систем. Розробка розумних мереж сильно залежить від даних та інформації, а розумні лічильники забезпечать дані про споживання з низьковольтних мереж, де раніше таких даних було дуже мало.

Розумна мережа буде складатися з мільйонів елементів – елементів – елементів управління, комп'ютерів, ліній електропередач і нових технологій і обладнання. Інтелектуальні електронні пристрої (IEDs), введені сьогодні в підстанціях, містять цінну інформацію, як оперативну, так і непрацюючу, необхідну для багатьох груп користувачів в рамках утиліти. IED - це будь-який пристрій, який включає в себе один або кілька процесорів, здатних отримувати або відправляти дані / контроль з або до зовнішнього джерела (наприклад, електронні багатофункціональні лічильники, цифрові реле, контролери). технологія IED може допомогти комунальним підприємствам підвищити надійність, підвищити операційну ефективність та впровадити програми управління активами, включаючи профілактичне обслуговування, тривалий термін служби та покращений термін служби. планування [5].

Це займе деякий час для вдосконалення всіх технологій, встановлення обладнання та випробувань систем, перш ніж воно повністю запрацює. І це не відбудеться відразу - розумна сітка буде розвиватися по частинах протягом наступного десятиліття або близько того [6]. Коли розумна мережа досягне зрілості, вона, ймовірно, зазнає тих же змін, які Інтернет вже привів до того, як ми живемо, працюємо, граємо і вчимося.

#### **Мета і завдання дослідження.**

Основною метою кваліфікаційної роботи є розробка та впровадження технічних заходів оптимізації роботи трансформаторної підстанції 110/10 кВ.

Поставлена в роботі мета вимагає вирішення наступних задач:

- Здійснення аналізу існуючої мережі підстанції 110/10 кВ;
- Використання даних моніторингу для підвищення ефективності мережі;



- Отримання даних для місць розташування засобів контролю;
- Дослідження моніторингу параметрів трансформатора засобами установки вимірювальних комплексів;
- Аналіз втрат в трансформаторі, та побудова графіків втрат;
- Розробка алгоритмів на основі даних моніторингу і їх застосування на практиці для підвищення ефективності передачі електроенергії мережею.

**Об’єкт дослідження** – розподільна мережа трансформаторної підстанції.

**Предмет дослідження** – заходи оптимізації роботи трансформаторної підстанції.

**Наукова новизна отриманих результатів.**

- Дістало подальший розвиток розробка алгоритму обліку навантаження нових споживачів при технологічному приєднанні, який дозволить забезпечити контроль над завантаженням обладнання і підтримку його роботи з максимальною ефективністю.

**Практичне значення отриманих результатів.**

- Впровадження приладів обліку електроенергії, які встановлюються і вимірюють параметри мережі безпосередньо на межі балансової приналежності дозволить оперативно реагувати на погіршення якості електроенергії і мінімізувати фінансові збитки мережевої організації від штрафів у зв'язку із скаргами споживачів.

**Апробація.** Основні положення та результати досліджень доповідались та обговорювались на X Міжнародній науково-технічній конференції молодих вчених та студентів „Актуальні задачі сучасних технологій“ (2021), на базі Тернопільського національного технічного університету імені Івана Пулюя.

**Структура роботи.** Робота складається зі вступу, 4 розділів, висновків, переліку посилань (31 найменування).

Загальний обсяг текстової частини – 76 сторінок.

## 1 АНАЛІТИЧНИЙ РОЗДІЛ

### 1.1 Аналіз високовольтної мережі підстанції 110/10 кВ

Трансформаторна підстанція 110/10 кВ "Північна", розміщена у місті Кам'янець-Подільський. Високовольтну мережу підстанції 110/10 кВ можна розділити на два рівні:

Перший рівень – повітряні лінії електропередачі, від яких заживлена підстанція:

- ПЛ-1 – 110 кВ від ПС-330 кВ "Хмельницька";
- ПЛ-2 – 110 кВ від ПС-110 кВ "ЗЛМК".

Лінія електропередачі 110 кВ «ЗЛМК – Північна» побудована у 1997 році, дата введення в експлуатацію – 1998 рік.

Основною умовою безпечної роботи ліній, крім очевидних обмежень, що виникають від допустимої температури провідної частини для даного провідника, є підтримка безпечної відстані до землі і наземних об'єктів, розташованих під лінією електропередачі. Ця відстань встановлюється поточними нормами, а для лінії з номінальною напругою 110 кВ вона становить 6 м [7]. Технічна реалізація такої вимоги зводиться до визначення максимального струму в лінії, що в цих погодних умовах не призведе до неприпустимої близькості до об'єктів під нею. Струм, зазначений таким чином, називається динамічним струмом лінії (навантаження), щоб підкреслити, що її значення змінюється зі зміною погодних умов.

Другий рівень – електрична підстанція та її обладнання:

- закритий розподільчий ПЛ 110 кВ;
- два силових трансформатора 110/10 кВ;
- закритий розподільчий 10 кВ.

Схема електричних з'єднань ПС 110/10 кВ показана на рисунку 1.1.

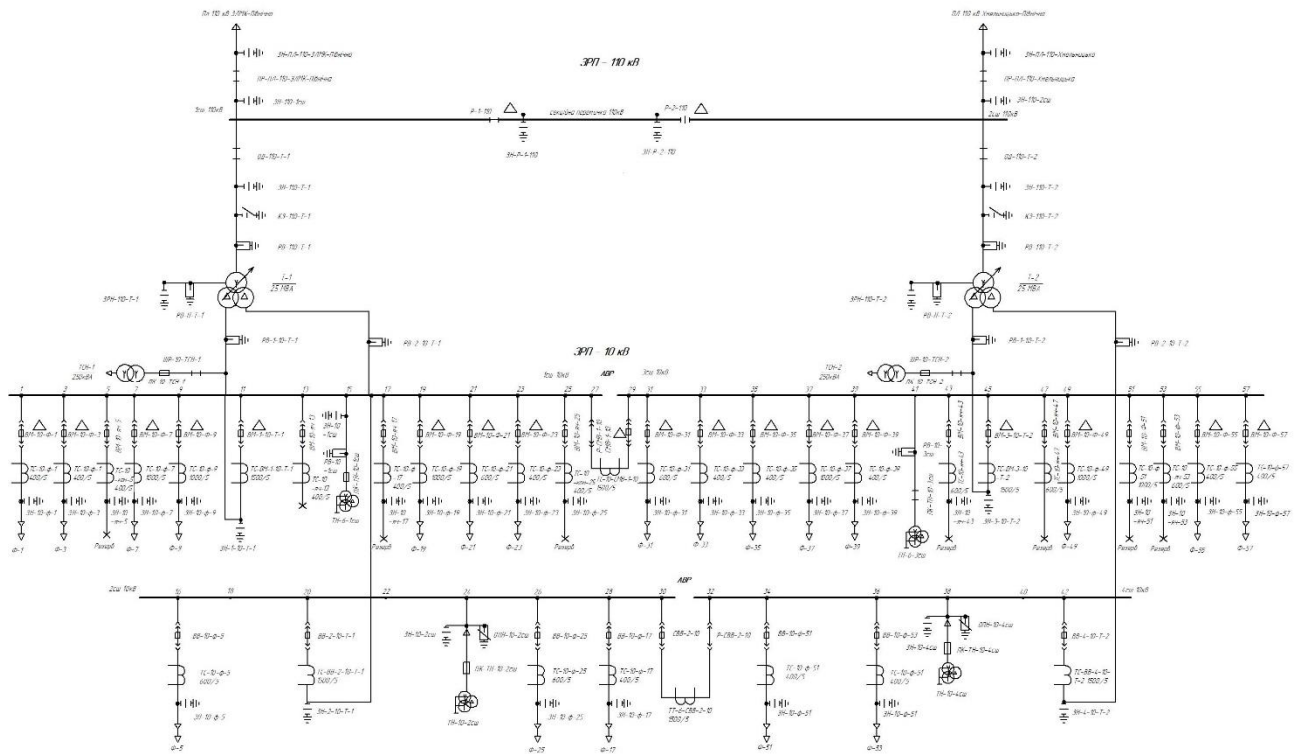


Рисунок 1.1 – Схема ПС 110/10 кВ "Північна"

На підстанції встановлені два силових трансформатори 110/10 кВ типу ТРДН-25000/110. Параметри силового трансформатора Т-1 представлено в таблиці 1.1.

Таблиця 1 - Параметри силового трансформатора Т-1

Параметр	Значення
Номінальна потужність, <i>MVA</i>	25
Номінальна напруга ВН, <i>kV</i>	115
Номінальна напруга НН, <i>kV</i>	6.6
Номінальний струм обмотки ВН, <i>A</i>	125,5
Номінальний струм обмотки НН, <i>A</i>	1146
Напруга короткого замикання, %	10.5
Втрати короткого замикання, <i>kVt</i>	121
Втрати холостого ходу, <i>kVt</i>	25
Струм без завантаження, %	0.75
Діапазон регулювання напруги, %	1.5
Схема і група з'єднання обмоток.	Yn / Δ – Δ – 11 – 1

Інформація про споживачів і навантаження на приєднаннях наведена в таблиці 1.2.

Таблиця 1.2 – Відомості споживачів ПС 110/10 кВ "Північна"

Найменування приєднання	Середня споживана потужність, МВт		К-сть ПС, ТП	К-сть жителів (осіб)	Соціально значущі об'єкти (кількість штук)				
	Зима	Літо			водозабір/ очисні	Котельні	Лікувальні заклади	Школи	Дитячі садки
1 СШ 10 кВ	4.89	4.98	20	4450	/1				
Ф-1	0.62	0.49	7	1900	/1				
Ф-3	0.58	0.28	3	855					
Ф-7	0.72	1.4	3						
Ф-9	0.36	0.5	2	225					
Ф-19	2.04	1.82	2						
Ф-21	0.14	0.09	1	380					
Ф-23	0.43	0.4	4	1090					
2 СШ 10кВ	6.21	3.21	30	8290	2/	1	4		1
Ф-5	2.74	1.46	1	2975	1/		3		
Ф-17	1.37	0.96	5	3990					
Ф-25	2.1	0.79	24	1325	1/		1		1
3 СШ 10 кВ	6.88	4.58	18	9886	/1		3		
Ф-31	1.8	1.14	6	3706	/1				
Ф-33	0.24	0.24	2	872					
Ф-37	1.8	1.22	1						
Ф-39	0.14	0.09	2	445					
Ф-49	2.16	1.18	2						
Ф-55	0.58	0.3	1	3526			3		
Ф-57	0.02	0.02	3	1000					
4 СШ 10 кВ	2.69	2.04	34	5578	1/	1			
Ф-51	1.73	1.3	6	4253					
Ф-53	0.96	0.74	28	1325	1/	1			

Для збору даних з приладів обліку на підстанції встановлено Пристрій збору і передачі даних (ПЗПД) типу УСПД164-01Б. ПЗПД сполучене з усіма лічильниками інтерфейсним кабелем. Як інтерфейс зв'язку використовується протокол передачі даних RS-485 [8].

ПЗПД збирає і зберігає дані про потужність, струм, напругу і кількість електроенергії на інтервалі усереднювання 30 хвилин. Передача даних здійснюється по двох каналах зв'язку: основному і резервному. Основний канал зв'язку є оптоволоконним. Резервний канал зв'язку здійснює передачу даних по GSM мережі через модем.

## 1.2 Аналіз мережі середньої напруги ПС 110/10 кВ

Мережа середньої напруги в основному складається з відходящих фідерів, напругою 10 кВ що належать споживачеві і декількох фідерів ті, що знаходяться на балансі енергопостачальної організації.

Найбільший інтерес для дослідження представляють приєднання Ф-25 і Ф-53, які належать енергопостачальній організації і що живлять село Лисогірка.

Параметри ПЛ-10 кВ наведені в таблиці 1.3.

Таблиця 1.3 – Параметри ПЛ-10 кВ Ф-25 і Ф-53.

№	Найменування	Напруга, кВ	Рік введення в експлуатацію	Дата останнього капітального ремонту	Кількість опор, шт.	Кількість відпайок	Довжина ЛЕП, км	Стандартний термін служби
1	10 кВ Ф-25	10	01-01-2004	01-06-2016	95	6	6.38	35
2	10 кВ Ф-53	10	01-01-2004	01-06-2016	160	7	8.085	35

Нормальна схема розподільної мережі ПЛ-10 кВ Ф-25 ПС 110/10 кВ представлена на рис 1.2.

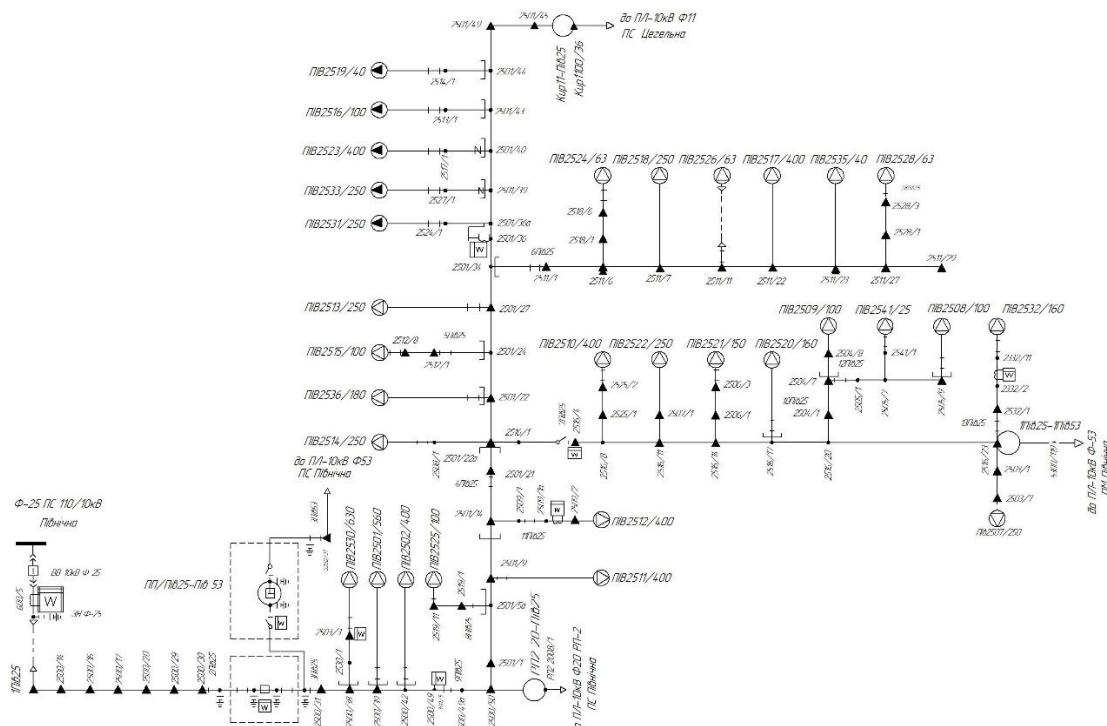


Рисунок 1.2 – Схема ПЛ-10 кВ Ф-25

Нормальна схема розподільної мережі ПЛ–10 кВ Ф–53 ПС 110/10 кВ представлена на рис. 1.3.

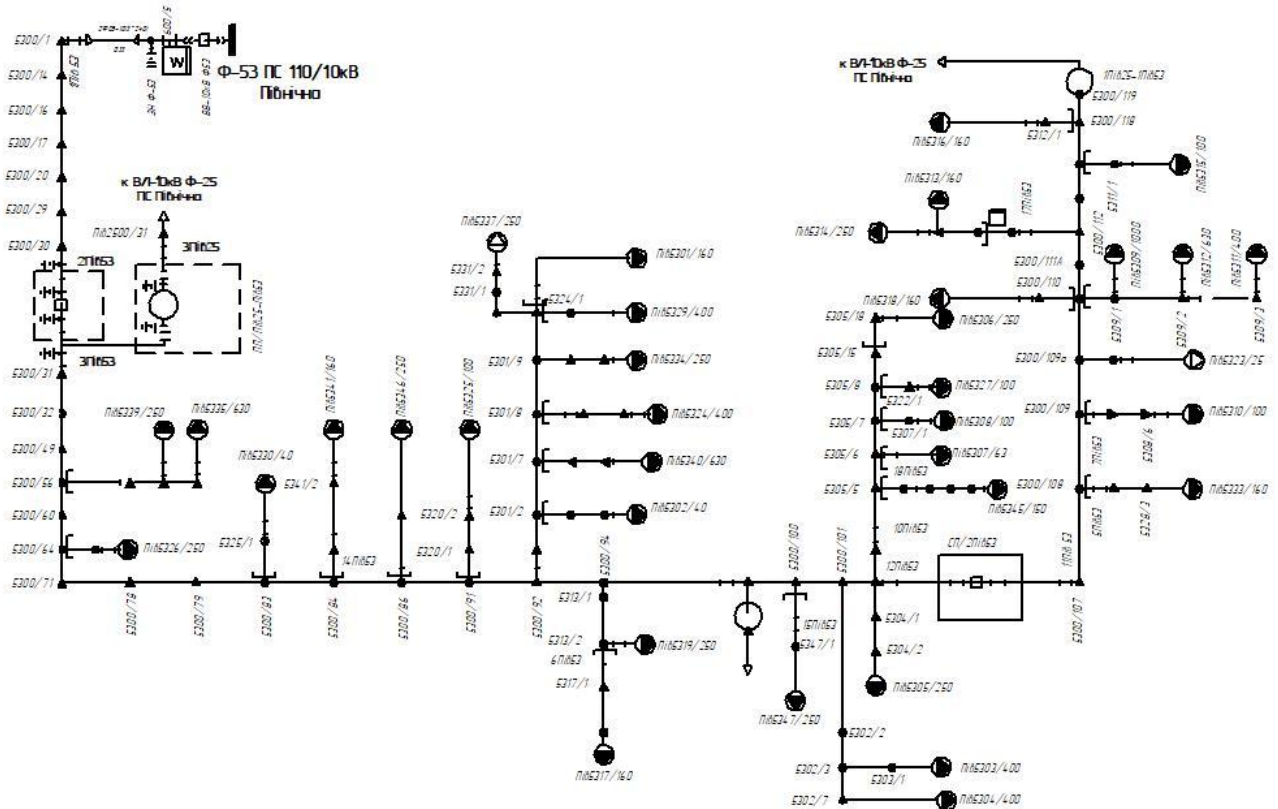


Рисунок 1.3 – Схема ПЛ–10 кВ Ф–53

До фідерів, приведених на рис 1.2 та рис. 1.3, для живлення споживачів приєднані трансформаторні підстанції (ТП) напругою 10/0,4 кВ.

У таблиці 1.4 представлені характеристики ТП, що знаходяться на балансі енергопостачальної організації. За обслуговування інших ТП відповідає споживач відповідно до Акту розподілу меж і експлуатаційної відповідальності.

РП–2 10 кВ отримує живлення по чотирьох кабелях з ізоляцією із зшитого поліетилену марки NA2XS(F) 2Y . Кабель прокладений в землі.

Характеристики кабельних ліній які живлять РП–2 10 кВ представлено в таблиці 1.5.

Таблиця 1.4 – Характеристики ТП 10/0,4 кВ, на балансі енергопостачальної організації

№	Назва	Клас напруги	Потужність ТП, кВА	Початок експлуатації	Дата капітального ремонту	Дата останнього поточного ремонту	Нормативний термін служби, років
1	КТП-10/0,4 кВ 5339	10/0,4 кВ	25	01.2018	—	—	25
2	КТП-10/0,4 кВ 2513	10/0,4 кВ	250	01.1990	08.2017	06.2019	25
3	КТП-10/0,4 кВ 5337	10/0,4 кВ	25	01.2013	—	06.2019	25
4	КТП-10/0,4 кВ 5305	10/0,4 кВ	400	01.1977	07.2013	06.2019	25
5	КТП-10/0,4 кВ 2511	10/0,4 кВ	160	01.1977	07.2013	06.2019	25
6	КТП-10/0,4 кВ 5304	10/0,4 кВ	400	01.1980	07.2013	06.2019	25
7	КТП-10/0,4 кВ 5303	10/0,4 кВ	400	01.1985	07.2013	06.2019	25
8	КТП-10/0,4 кВ 2510	10/0,4 кВ	160	01.2012	07.2013	06.2019	25
9	КТП-10/0,4 кВ 2514	10/0,4 кВ	250	01.1990	07.2013	06.2019	25
10	КТП-10/0,4 кВ 2522	10/0,4 кВ	250	01.1984	07.2013	06.2019	25

Таблиця 1.5 – Характеристики кабельної лінії 10 кВ

№	Марка	Січення жила/екран, мм <sup>2</sup>	Матеріал жили	Струм Іс к.з., кА	Допустиме струмове навантаження (в повітрі), А	Допустиме струмове навантаження (в землі), А	Питома індуктивність мГн/км	Довжина, км
1	NA2XS(F)2Y	1×500 / 35	Ал.	47	767	602	0.306	1.6
2	NA2XS(F)2Y	1x500/35	Ал.	47	767	602	0.306	1.6
3	NA2XS(F)2Y	1x500/35	Ал.	47	767	602	0.306	1.6
4	NA2XS(F)2Y	1x500/35	Ал.	47	767	602	0.306	1.6

Кабель *NA2XS(F)2Y* низької напруги для прокладення в місцях, усередині і зовні об'єктів, на відкритому повітрі, в кабельних каналах, в сухих приміщеннях або у воді. Поліетиленова оболонка забезпечує підвищену механічну міцність в час і після укладання. Стрічка, що набрякає, блокує поширення води по кабелю [9]. Завдяки дуже низькому коефіцієнту

діелектричних втрат, який залишається постійним впродовж усього терміну експлуатації, а також завдяки відмінним ізоляційним властивостям матеріалу із зшитого поліетилену, міцно зрощеного в подовжньому напрямі з внутрішнім і зовнішнім екраном з напівпровідникового матеріалу (екструдованого за один прохід). Кабель має високу експлуатаційну надійність. Щоб уникнути дії зовнішніх чинників, напівпровідниковий шар екструдований між провідником і ізоляцією, разом з концентричним мідним провідником, забезпечує обмеження електричного поля і опір частковим розрядам.

Схема електричних з'єднань РП–2 10 кВ представлена на рис. 1.3.

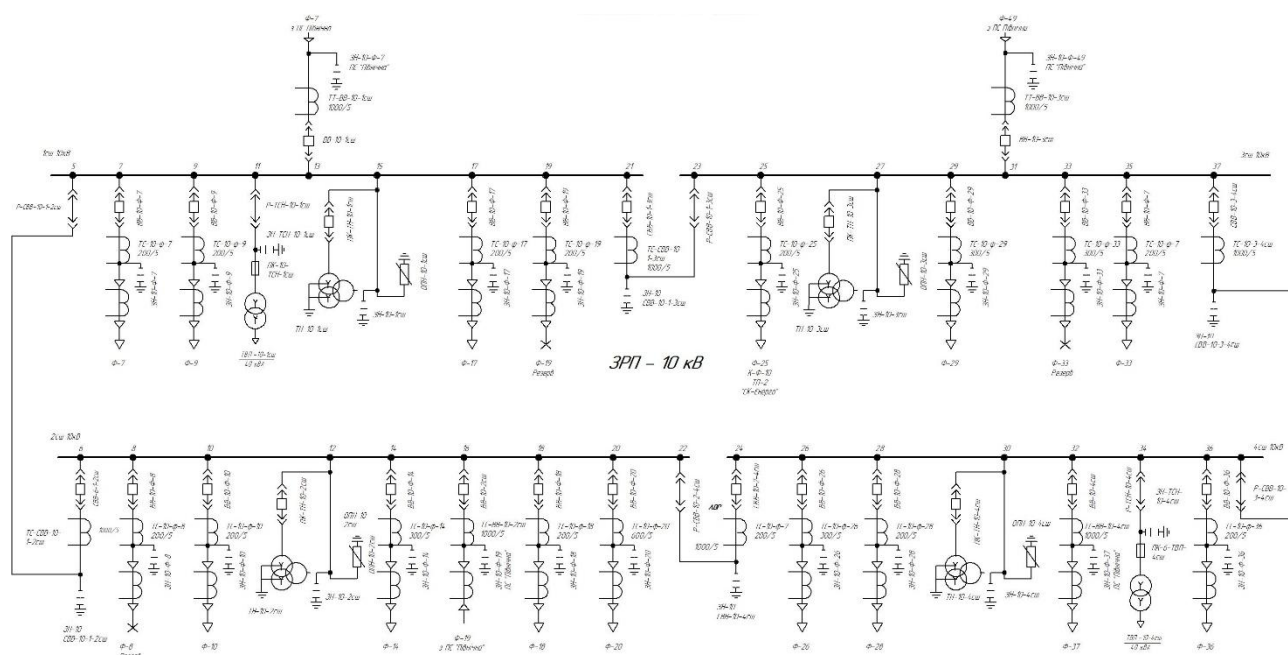


Рисунок 1.3 – Схема РП–2 10 кВ.

Нині контроль параметрів мережі ПС 110/10 кВ зводиться до телесигналізації і автоматизованої системи комерційного обліку (АСКОЕ). Телесигналізація забезпечує контроль положення комутаційних апаратів, замикання на землю на приєднанні і пожежу в приміщенні. Ці телесигналізації передаються на диспетчерський пульт. Прилади обліку входять в АСКОЕ встановлені на усіх приєднаннях 10 кВ ПС 110/10 кВ.



### 1.3 Аналіз мережі низької напруги ПС 110/10 кВ

Мережа низької напруги представлена споживачами, що приєднуються на напругу 0,4-0,22 кВ. До них відносяться приватний сектор де споживана максимальна потужність складає десятки кВт і юридичні особи (ЮО) де потужність може досягати сотень кВт.

Характеристики відходящих ПЛ–0,4 кВ від трансформаторних підстанцій 10/0,4 кВ, належать мережевій організації, приведені в табл. 1.6.

Таблиця 1.6 – Характеристики ПЛ–0,4 кВ від ТП Ф–25 та Ф–53.

№	Назва	Клас напруги, кВ	Початок експлуатації	Довжина ЛЕП, км	Дата капітального ремонту	Кількість опор, шт.	Нормативний термін служби, років
1	ПЛ-0,4 кВ Ф.2 від КТП 2513	0.4	06.2015	0.01	—	1	35
2	ПЛ-0,4 кВ Ф.3 від КТП 2513	0.4	06.2015	0.01	—	1	35
3	ПЛ-0,4 кВ Ф.1 від КТП 5339	0.4	10.2018	0.01	—	1	35
4	ПЛ-0,4 кВ Ф.1 від КТП 2522	0.4	06.1987	0.1	05.2010	4	35
5	ПЛ-0,4 кВ Ф.3 від КТП 2522	0.4	06.1987	0.345	05.2010	12	35
6	ПЛ-0,4 кВ Ф.2 від КТП 2522	0.4	06.1987	0.585	05.2010	20	35
7	ПЛ-0,4 кВ Ф.1 від КТП 2514	0.4	06.2013	0.372	—	13	35
8	ПЛ-0,4 кВ Ф.1 від КТП 2513	0.4	06.2013	2.115	—	71	35
9	ПЛ-0,4 кВ Ф.1 від КТП 2511	0.4	10.1977	1.065	06.2010	1	35
10	В-0,4 кВ Ф.3 від КТП 2511	0.4	10.1977	0.345	06.2010	1	35
11	ПЛ-0,4 кВ Ф.1 від КТП 2510	0.4	06.1991	0.165	05.2010	1	35
12	ПЛ-0,4 кВ Ф.2 від КТП 2510	0.4	06.1991	0.674	05.2016	4	35
13	ПЛ-0,4 кВ Ф.3 від КТП 2510	0.4	06.1991	0.795	05.2010	12	35
14	ПЛ-0,4 кВ Ф.2 від КТП 2511	0.4	02.1977	0.075	06.2010	20	35
15	ПЛ-0,4 кВ Ф.4 від КТП 2511	0.4	06.1977	0.495	06.2010	13	35
16	ПЛ-0,4 кВ Ф.2 від КТП 2514	0.4	06.2014	0.015	—	71	35

Втрати в мережі 0,4 кВ досягають досить високих значень порядку 20-30 %. Головною причиною можна вважати технічні втрати. Вони виникають внаслідок несплати споживачем по виставленому рахунку, умисного втручання в прилад обліку, споживання електроенергії у відсутність договору або справного приладу обліку.

Велика кількість споживачів не дозволяє своєчасно здійснювати збір свідчень з приладів обліку і коректно розраховувати баланс електроенергії по відходящих від ТП фідерам, а отже і по мережі 10 кВ.

#### **1.4 Висновки до розділу 1**

Повітряні лінії напругою 110 кВ живлячі ПС 110/10 кВ не мають технічних засобів контролю струмового навантаження дроту, так само повністю відсутні будь-які або засоби контролю параметрів на стороні напруги 110 кВ.

Спостереження за станом лінії можливо тільки за допомогою виїзду бригади і здійснення нею фото-відео фіксації поточного стану лінії і арматури. Цей спосіб не забезпечує своєчасного і такого, що відповідає фактичному стану лінії ухвалення рішення по зміні її експлуатаційного стану.

Більшість приладів обліку встановлених у споживачів мають просту конструкцію і роблять вимір тільки спожитої енергії. Застосування лічильників такої конструкції не дозволяє проводити аналіз параметрів мережі і виявляти вогнища виникнення як комерційних, так і технічних втрат.

## 2 РОЗРАХУНКОВО-ДОСЛІДНИЦЬКИЙ РОЗДІЛ

### 2.1 Існуючі методи контролю параметрів мережі

Для забезпечення необхідного рівня якості послуг, що надаються, передачі електроенергії, фахівці електропостачальних підприємств використовують наступні методи і прийоми:

- контроль стану ПЛ–110 кВ здійснюється візуально з виїздом на місцевість з оглядом;
- ремонти і технічне обслуговування обладнання ТП–10/0,4 кВ виконується в плановому порядку;
- контроль параметрів якості мережі 0,4 кВ робиться за скаргою споживача з виїздом на місце бригади метрології для виконання виміру;
- баланс електроенергії по ПЛ–110 кВ, ПЛ–5 кВ і ПС 110-35 кВ розраховується з використанням засобів автоматизованої системи обліку електроенергії (АСКОЕ) в програмному комплексі АСКОЕ-ПОБУТ;
- розрахунок технічних втрат виконується в програмному комплексі РАП- 10.
- виміри параметрів електричних режимів роботи об'єктів електромережевого комплексу ПАТ "Хмельницькобленерго" виконується у рамках дня виміру двічі в рік (у червні і в грудні).

Втрати у Ф–53 і Ф–25 в різні місяці може варіюватися від 10 до 40 %.

Споживаний об'єм електроенергії на власні потреби носить сезонний характер, наприклад споживання в літні місяці падає до 40 тис. кВт·год. Але навіть в цьому випадку річне споживання складає близько 1500 тис. кВт·год тільки по одному району електричних мереж ПАТ "Хмельницькобленерго".

Для контролю параметрів електромережевого комплексу необхідно розмістити датчики на кожному рівні системи [10]. Це дозволить не лише отримувати дані, але і зберігати, аналізувати і надавати до них доступ іншим суб'єктам ринку електроенергії в режимі реального часу.

Моніторинг в реальному часі таких ситуацій, дозволить при першому порушенні вжити заходи для з'ясування причин і їх ліквідацію. Тим самим не допустити подальші зміни.

Установка інтелектуальних приладів обліку на межі балансової приналежності дасть необхідні дані про параметри якості електроенергії в цій точці. Постійний контроль параметрів і ведення їх трендів зі збереженням на сервері дасть можливість визначити винуватця в їх погіршенні і зробить спроби вплинути на результат вимірів даремними.

Для зниження ризиків пов'язаних з атмосферними явищами необхідно розглянути можливість організації плавки ожеледі і моніторингу параметрів утворення ожеледі в реальному часі з контролем параметрів на ПЛ–110 кВ.

Сукупність даних отриманих в процесі виміру і їх обробки в програмному комплексі дозволяють будувати імовірнісну модель розподілу інтенсивності утворення ожеледі і прогноз утворення ожеледі у межах мережевого району.

При транспортуванні електроенергії через конкретну лінію електропередачі регламентовані допустимі струмові навантаження. При цьому використовуються граничні значення струму, визначальні провис дротів вище за критичний [10]. Ці дані відповідають самим екстремальним умовам, які більш ніж в 90 % часі експлуатації лінію електропередачі не зустрічаються. Отже, є ресурс для пропускання великих потужностей без порушення регламенту. Тобто можна передавати додаткову потужність (15-30%) практично в 90 % часі експлуатації. Наявність системи моніторингу дозволяє без зменшення регламенту по надійності використати цей додатковий ресурс.

Розрахунок технічних втрат електроенергії в програмному комплексі досить суб'єктивний. Неможливо врахувати усі чинники, що впливають на характеристики обладнання, такі як холостий хід трансформаторів, втрати короткого замикання, опір дротів, перехідний опір контактів і тому подібне. Напруга і навантаження в різних точках мережі постійно змінюються, тим самим змінюючи і величину втрат, що виникають в елементах комплексу.

При розрахунку втрат електроенергії в відходящих лініях 6-10 кВ від ПС 110-35 кВ, з причини відсутності даних про відпуск електроенергії на конкретну ТП, програмний комплекс розподіляє об'єм електроенергії, заданий на вході в лінію, між усіма ТП пропорційно їх потужності, що призводить до недостовірного розрахунку. Аналогічна ситуація відбувається і з розрахунком втрат в лініях 0,4 кВ.

Виходом з цієї ситуації може стати не розрахунок втрат, а їх вимірювання. Нині вимірювальний комплекс (лічильник, трансформатор струму, трансформатори напруги, обладнання для передачі даних) здатні забезпечити необхідну точність і швидкість надання даних. Необхідно розбити мережу на окремі елементи, такі як лінія, ТП, споживач і забезпечити кожного з них вимірювальним комплексом [11]. На користь цього методу говорить і те, що зрештою об'єм енергії все одно визначається за свідченнями приладів обліку так чому ж не розширити межі їх використання.

Оснастивши кожного споживача на стороні 0,4-0,22 кВ інтелектуальними приладами обліку, ми отримаємо повністю контрольовану мережу. Дані по потужності, напрузі, струму, коефіцієнту потужності більше не треба буде розраховувати, досить просто запросити дані через призначений для користувача інтерфейс.

Сучасний підхід до оцінки втрат дозволяє енергопостачальній організації з більшою точністю визначати експлуатаційні витрати на підтримку постачання споживачів.

Для контролю параметрів трансформаторів ТП досить оснастити їх системами моніторингу маслонаповнених силових трансформаторів "TDM-10/0,4". Система дозволяє контролювати в режимі реального часу до 6 параметрів:

- температура олії трансформатора;
- кількість вологи в оливному баку, рівень оливи, вібрація бака, розрядна активність у баку.

Інформація збирається, і зберігається на серверах і може бути представлена у вигляді трендів значень [12]. За рахунок такого підходу скоротяться трудовитрати персоналу, витрати на паливо-мастильні матеріали. За рахунок ведення тренду вимірюваних параметрів і їх аналізу програмним забезпеченням можливе створення стратегії управління експлуатацією трансформатора.

Отримання такого роду даних дозволяє зробити крок на шляху до цифровізації і впровадження штучного інтелекту в галузі. Комп'ютер здатний обробляти незрівняно більший об'єм інформації, чим людина і на підставі безлічі розрахунків надавати людині готове рішення, але для цього йому треба надати інформацію в тому вигляді, в якому він її зрозуміє, тобто в цифровому.

## **2.2 Критичний аналіз існуючих методів контролю параметрів мережі**

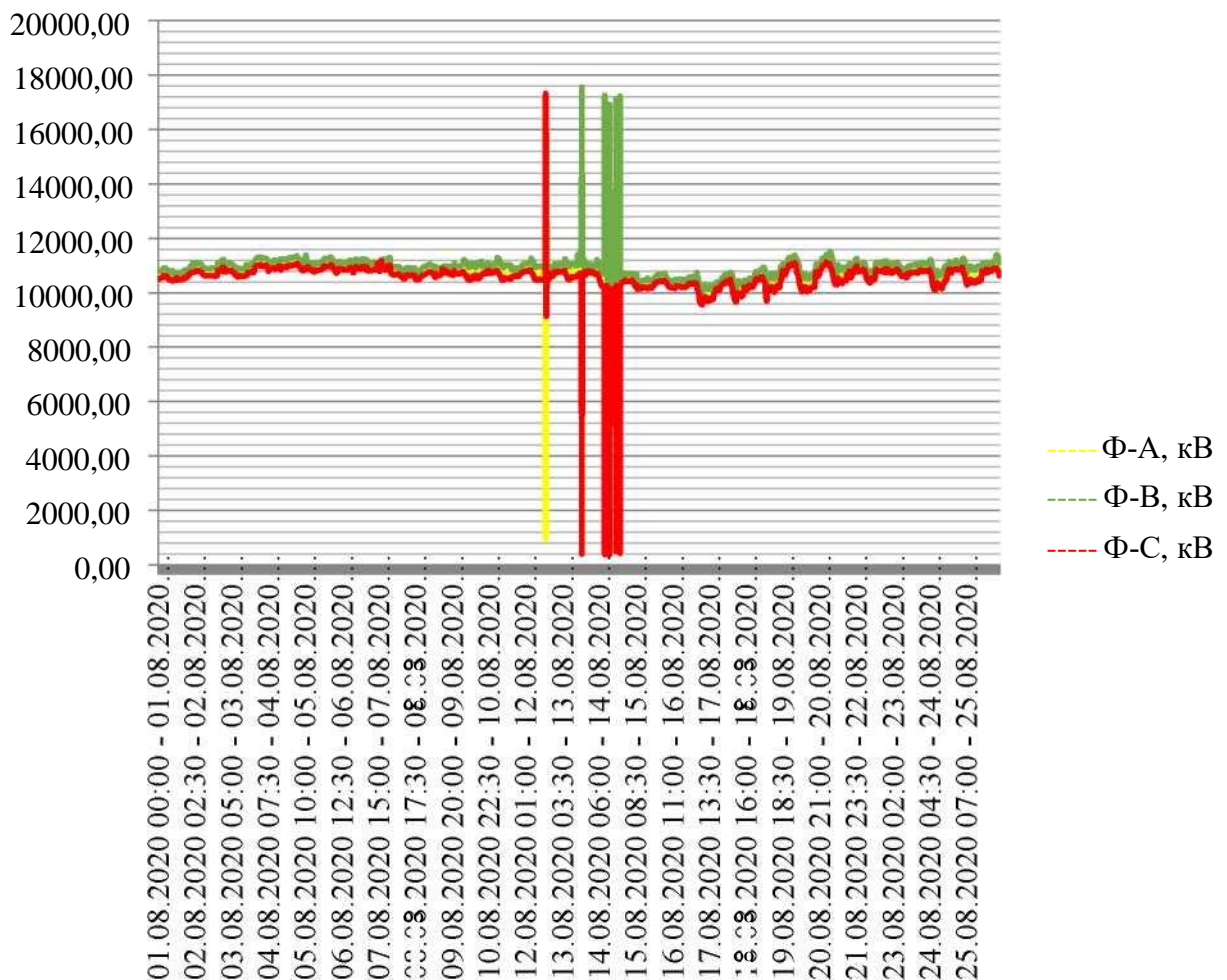
Нині контроль температури дротів не здійснюється взагалі, а величина навантаження ожеледі визначається візуальним оглядом з виїздом бригади по лінії. Це спричиняє за собою додаткові експлуатаційні витрати і не дозволяє своєчасно вжити заходи і мінімізувати збиток.

У мережі 10 кВ при обслуговуванні ТП роботи виконуються по тих картам. Роботи однотипні і повторюються, що може притупити пильність персоналу і виконати роботу формально, упустивши дефект, який може спричинити серйозну аварію, збільшення втрат енергії і збільшити експлуатаційні витрати надалі.

При розрахунку технічних втрат в якості початкових даних приймають номінальні параметри мережі і обладнання. Номінальні параметри обладнання встановлені заводом при нормальному режимі роботи, що в реальній експлуатації практично ніколи не зустрічається. На роботу мережі і обладнання впливає безліч чинників: температура довкілля, режим роботи, знос обладнання і мереж, перехідний опір в контактних з'єднаннях [13], [14]. Розрахунок, виконаний за номінальними параметрами, може значно розходитися з реальними показниками.

При розрахунку технічних втрат і величини падіння напруги по фідерах 6-10 кВ за відправну точку беруть номінальну напругу 6 кВ або 10 кВ відповідно. Але в реальних умовах напруга на шинах ПС змінюється в широких межах. Пристрої регулювання напруги як правило не використовуються із-за існування шансу виникнення аварійної ситуації обумовленою ненадійністю конструкцією цього пристрою. Перемикання положень РПН виконують, як правило, при знятому навантаженні, хоча сама суть цього пристрою припускає перемикання відгалужень обмоток під навантаженням.

Не постійність напруги на шинах ПС в реальних умовах можна проілюструвати на прикладі відходящого фідера 10 кВ. На рис 2.1 представлений графік зміни напруги на шинах 10 кВ ПС 110/35/10 кВ.



Графік зміни напруги на на відходящому фідері 10 кВ ПС 110/35/10 кВ.

Найменша напруга зафіксована на фазі С і складає  $9549\text{ В}$ , найбільша напруга на фазі В склала  $11499\text{ В}$ . Діапазон зміни складає близько  $16\%$ . Виставити РПН в таке положення, щоб він задовольняв вимогам по відхиленню в  $10\%$  складно особливо враховуючи те, що нам не відомі рівні падіння напруги на ділянках фідера і напруга яке приходить на ввід *КТП 10/0,4 кВ*, а так само положення ПБЗ на цих підстанціях.

Приладами зафіксовані аномальні відхилення напруги:

- 12-08-2020 р. в період з 15:30 до 16:30 напруга фази А –  $956\text{ В}$ , фази В –  $17095\text{ В}$ , фази С –  $17313\text{ В}$ ;
- 13-08-2020 р. фаза А –  $17481\text{ В}$ , фази В –  $17552\text{ В}$ , фази С –  $387\text{ В}$ .

Ці зміни напруги сигналізують про ненормальний режим роботи мережевого комплексу і можуть негативно позначитися як на роботі мережевого обладнання, так і обладнання споживачів, що спричинить матеріальні витрати.

Існуюча методика контролю показників якості електроенергії (ПЯЕ) не дозволяє оперативно реагувати на зміни в мережі.

Вимір показників ПЯЕ, як правило, обмежується тільки виміром напруги, що не дозволяє визначити джерело і винуватця в погіршенні ПЯЕ.

Процедура проведення виміру якості електроенергії ініціюється за скаргою абонента або у разі виробничої необхідності [15]. По суті, установка приладу якості відбувається постфактум і повній упевненості в тому, що в період виміру приладу зафіксує погіршення показників, немає.

У випадку якщо прилад необхідно встановити на об'єкті споживача, який може бути винуватцем в погіршенні ПЯЕ, такий споживач може обмежити доступ до своєї електроустановки, або відключити її на час проведення виміру.

Гармоніки визначаються як зміст сигналу, частота якого є цілим кратним системній частоті основної гармоніки [15]. Спотворення напруги, як правило, дуже шкідливо, оскільки воно може збільшити діюче значення, а також середньоквадратичний струм в деяких пристроях, підключених до мережі.

Гармоніки визначаються як складові сигналу, частота якого є цілим кратним системній частоті основних частот. Струм гармонік, генерований будь-



яким нелінійним навантаженням, тече від навантаження в енергосистему. Ці гармонійні струми погіршують характеристики і надійність енергосистеми, а також можуть викликати проблеми з безпекою. Необхідно чітко визначити місцезнаходження гармонік, виявити джерела і вжити заходи по їх запобіганню.

Трансформатори: гармоніки в трансформаторах викликають збільшення втрат в залізі і міді. Спотворення напруги збільшують втрати із-за гістерезису і вихрових струмів і викликають перевантаження використовуваного ізоляційного матеріалу. Інші проблеми включають можливий резонанс між індуктивністю трансформатора і місткістю системи, теплову втому із-за циклічної зміни температури і можливі коливання сердечника [16].

Двигуни і генератори: Гармонійна напруга і струм викликають підвищений нагрів в машинах, що обертаються, із-за додаткових втрат в залозі і міді на гармонійних частотах. Це знижує ефективність машини і впливає на крутий момент, що розвивається. Потік гармонійних струмів в статорі викликає протікання струму в роторі. Це призводить до нагріву ротора і пульсації або зниження крутного моменту. Нагрів ротора знижує ефективність і термін служби обладнання, тоді як пульсуючий або знижений крутий момент, призводить до механічних коливань, що викликають втому валу і підвищене старіння механічних деталей.

### **2.3 Контроль втрат в мережі 110/10/0,4 кВ**

Такі параметри як струм, напруга, потужність (активна і реактивна), коефіцієнт потужності змінюються в часі в досить широких межах. Ці зміни залежать від безлічі чинників. Розрахунок технічних втрат в мережах 10/0,4 кВ виконується в програмному комплексі "АСКОЕ-ПОБУТ".

Початковими даними для "АСКОЕ-ПОБУТ" служить витрата електроенергії відпущеної у фідер 10 кВ з ПС110 кВ. Ця витрата ділиться між ТП – 10/0,4 кВ пропорційно їх потужності. Об'єм енергії відпущеної в мережі 0,4 кВ визначається розрахунковим способом як доля від енергії, відпущеної у

фідер 10 кВ за вирахуванням енергії спожитої на абонентських ТП і розрахованих технологічних втрат в мережі 10 кВ. Розрахунок робиться за період один місяць.

Дані про рівні напруги в центрі живлення і коефіцієнти потужності, як правило, залишаються незмінними і переходять з одного місяця на інший. При такому підході розподіл потоків потужності, а рівно, як і створювані ними втрати в елементах мережевого комплексу будуть далекі від істинних значень. Розподіл енергії відбувається пропорційно і це не гарантує, що потужніша ТП буде завантажена сильніше, ніж ТП меншої потужності, але яка знаходиться на набагато більшій відстані від центру живлення. Втрати навантажень в лінії і трансформаторі, створювані більше завантаженою ТП будуть більше ніж у потужнішою ТП.

Приведені вище недоліки, що виникають при розрахунку технологічних втрат в програмному комплексі "АСКОЕ-ПОБУТ" можна усунути шляхом переходу до прямого виміру втрат і моніторингу параметрів електричних мереж.

Нині на рівні уряду прийняті нормативні акти що регламентують установку мережевими організаціями інтелектуальних приладів обліку електроенергії у споживачів і на межі з іншими суб'єктами електроенергетики. Точність виміру електричних величин варіюється від класу 1.0 до класу 0.2 залежно від конфігурації. Прилади обліку прямого включення, як правило, мають клас 1.0 приладів непрямого і напівнепрямого включення від 0.5 s до 0.2.

Такі прилади дозволяють вести вимір поточних значень параметрів електричної мережі таких як:

- активна потужність;
- реактивна потужність;
- повна потужність;
- фазна напруга;
- міжфазна напруга;
- струм;
- коефіцієнт потужності;

- частота мережі.

Час інтеграції таких параметрів – від долі секунди до декількох секунд.

Залежно від конфігурації інтелектуальні прилади обліку можуть вимірювати показники якості електроенергії:

- коефіцієнт спотворення синусоїдальності кривої струмів;
- коефіцієнт не симетрії струмів по нульовій і зворотній послідовності;
- коефіцієнт спотворення синусоїдальності кривої напруги;
- коефіцієнт несиметрії напруги по нульовій і зворотній послідовності.

Найбільший інтерес при завданні виміру втрат енергії представляють тренди параметрів з програмованим часом інтеграції і прив'язкою до дати і часу.

Інтелектуальні прилади обліку фіксують і зберігають в пам'яті, дані про середнє значення активної і реактивної потужності, напрузі за інтервал від 1 до 60 хвилин [17]. Інтервал програмується залежно від необхідної точності і впливає на глибину його зберігання (чим менше період інтеграції, тим коротше буде тренд). При включенні приладу в систему АСКОЕ це обмеження не актуальне, оскільки у разі величини періоду в 1 хвилину довжина тренду складе близько 3 днів, а опитування сервером робиться щодня.

Оснастивши засобами виміру кожен ТП і кожного споживача, маючи в розпорядженні такі масиви даних можна побачити розподіл потоків потужності в реальних умовах експлуатації з прив'язкою до часу.

Враховуючи той факт, що об'єми взаємних зобов'язань між суб'єктами ринку електроенергетики робиться на підставі показань приладів обліку, втрати електроенергії в мережі, повністю оснащених інтелектуальними приладами обліку, можуть бути визначені шляхом їх прямого виміру.

Нині інформація про параметри мережі, таких як струми, фазну напругу, потужності активна/реактивна в основному можуть бути зібрані при виконанні дня виміру, спеціального виїзду, при здійсненні оглядів або ремонту обладнання.

День виміру проводиться двічі в рік в червні (літній максимум) і в грудні (зимовий максимум). Спеціальні виїзди заради виміру струму або навантаження робляться дуже рідко, тільки в особливих випадках, (за скаргою абонента).

Якщо на ПС 110 і 35 кВ навантаження визначаються в дні вимірів, то на ТП 10/0,4 кВ таких вимірів не роблять. Інформацію про навантаження можна отримати тільки за результатами виїзду, що скрутно виконати унаслідок великої кількості ТП. Навіть у тих випадку, коли виїзд був зроблений, отримані дані дадуть уявлення про параметри навантаження в конкретний день і годину. У більшості випадків навантаження на ТП не постійне і отримані дані за результатами одного виміру не відбиватимуть реальної картини.

Моніторинг параметрів мережі – це метод енергоефективності що свідчить що "ви не можете управляти тим, що не можете виміряти" [18].

Моніторинг дозволяє отримувати зворотний зв'язок при експлуатації мережі і давати рекомендації по рівню енергоспоживання за будь-який проміжок часу. Важливо відмітити, що він також завчасно попереджають про несподіване надмірне споживання, викликане несправностями обладнання, помилками оператора, небажаною поведінкою споживачів, відсутністю ефективного обслуговування і тому подібне

У основі моніторингу лежить визначення нормальних стосунків між споживанням енергії і відповідними чинниками (коефіцієнт активної потужності, коефіцієнт завантаження, природні чинники, не симетрія навантажень),

Моніторинг дозволяє наступне:

- виявити і пояснити надмірне споживання енергії;
- виявити випадки, коли споживання суттєво вище або нижче, ніж зазвичай;
- візуалізувати тенденції енергоспоживання;
- прогнозувати навантаження в майбутньому і збільшення у зв'язку з цим витрат;
- діагностувати конкретні ділянки мережі, що створюють найбільші втрати;
- виявляти залежність енергоефективності від зміни зовнішніх чинників, що впливають на обладнання;
- розробити цільові показники для програм енергоефективності;
- управляти споживанням електроенергії.

Кінцева мета – понизити витрати на електроенергію за рахунок підвищення енергоефективності і контролю управління енергоспоживанням.

Сучасні інтелектуальні прилади обліку здатні надати необхідні дані для контролю.

Використовуючи результати прямих вимірів параметрів, ми набуваємо значень їх величин в конкретні дату і час безпосередньо в точках мережі, що цікавлять нас: на підстанції, КТП, у споживача.

На підставі цих вимірів можна провести аналіз і з'ясувати, як часто відбувається їх зміна, вихід за граничні значення або наближення до них.

На рис. 2.2 представлена розподільча мережа  $\Phi - 4$  10 кВ ПС 35/10 кВ.

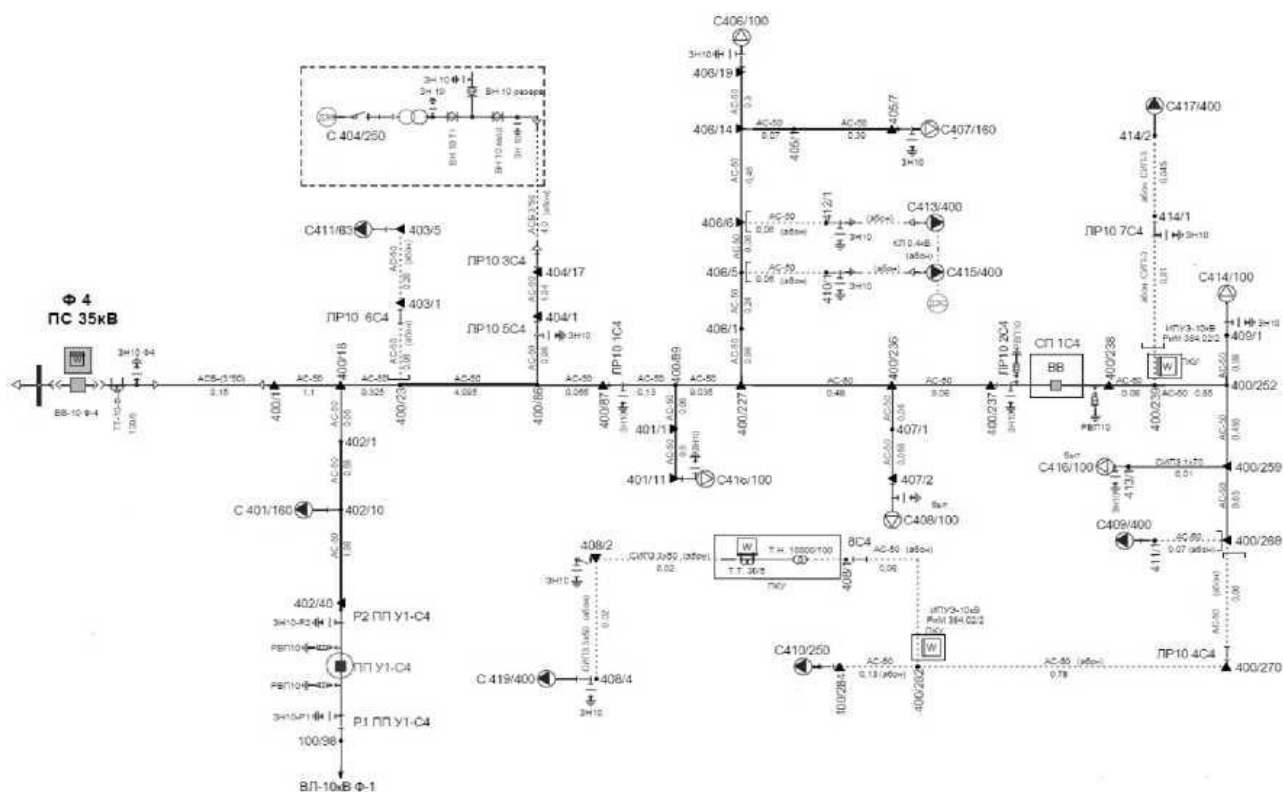


Рисунок 2.2 – Розподільча мережа 10 кВ.

Контроль параметрів здійснюється приладами обліку, встановленими на відходящому від ПС 35/10 кВ фідері, на вводах 0,4 кВ ТП і на відпаюваннях у бік ТП. Прилади облік формують і зберігають тренди даних про електричні параметри, усереднені на інтервалі часу 30 хв. і журнали подій.

На рис. 2.3 представлений графік контролю активної потужності.

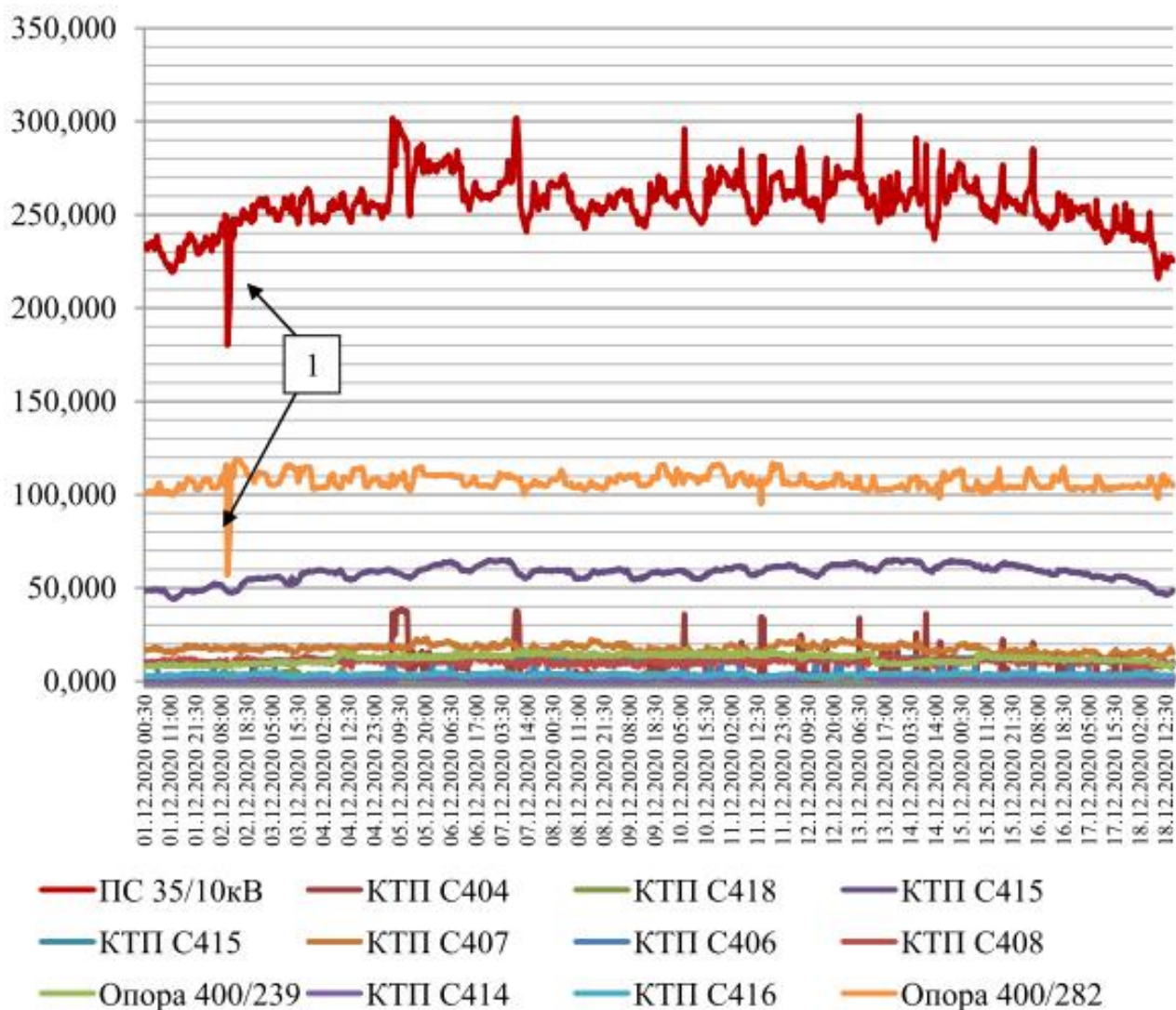


Рисунок 2.3 – Графік контролю активної потужності на  $\Phi - 4 \text{ } 10 \text{ кВ}$  ПС 35 / 10 кВ і кожній КТП 10 / 0,4 кВ.

На рис. 2.3 в лівій частині графіку видно різку зміну потужності на одному із споживачів цифра 1. Аналогічну зміну можна виявити і на графіці фідера. При цьому величина втрат на цьому проміжку не змінюється, що дозволяє зробити висновок про те, що це викликано характером навантаження і не вимагає дій персоналу.

У разі перевищення нормованих величин робиться аналіз параметрів мережі. Наприклад, при збільшенні втрат потужності і відхилення напруги по графіку визначаються ділянки мережі, на яких сталося збільшення навантаження, зміна співвідношення активної і реактивної потужності, інших параметрів що фіксуються приладами обліку. По вимірним даним робиться

визначення розрахункових величин контрольованих параметрів. За результатами аналізу усієї інформації робиться висновок: чи має перевищення нормованих параметрів технічне обґрунтування або порушення носить нетехнічний характер.

На рис. 2.4 представлений графік порівняння розрахункових значень втрат з виміряними.

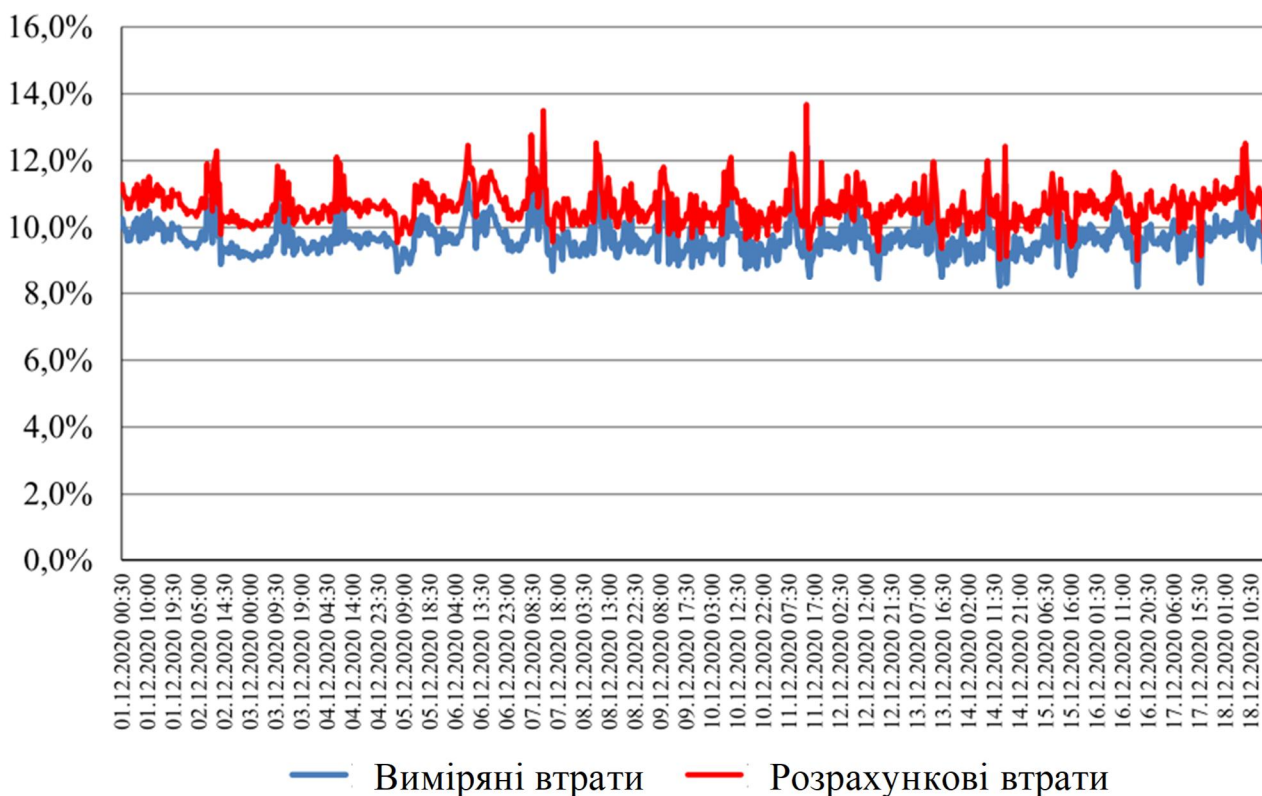


Рисунок 2.4 – Графік порівняння розрахункових втрат потужності з виміряними у Ф-4 ПС 35 / 10 кВ .

На графіку рис. 2.4, видно, що у момент різкого зниження потужності вказаного на рис 2.3, величина втрат на цьому проміжку знаходиться в тих же межах що і в інші аналогічні моменти часу. На цій підставі можна зробити висновок, що мережа працює в штатному режимі.

Приклад не технічної зміни потужності на фідері приведений на рис 2.5.

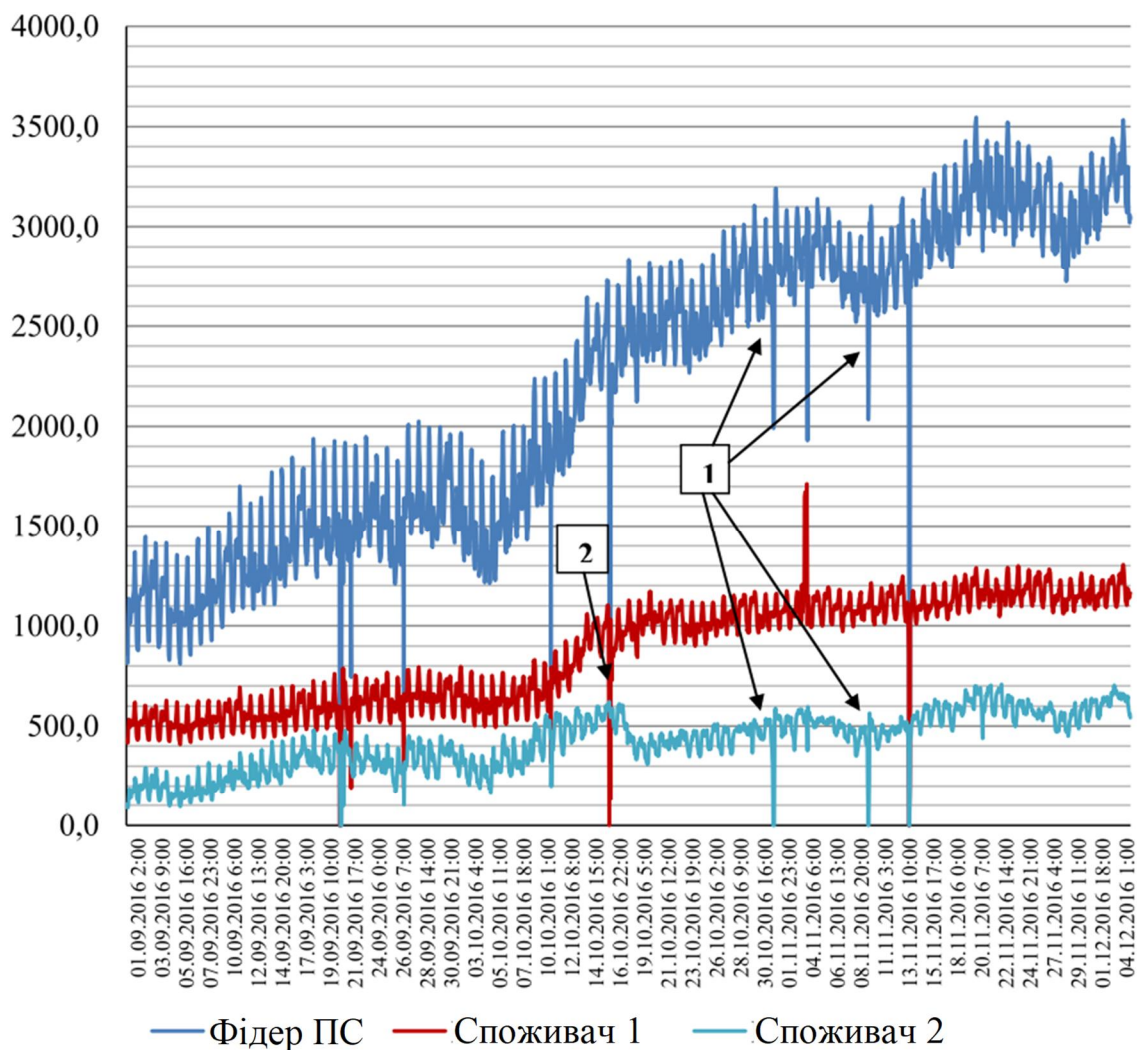


Рисунок 2.5 – Графік контролю потужності по фідеру 10 кВ.

Споживач 1 і 2 є найпотужнішими на фідері тому, кожна зміна споживаної ним потужності добре помітна на графіці фідера. На графіці видно, що при зміні потужності Споживача 2 разом з ним на таку ж величину змінюється потужність на відходящому від ПС фідері стрілка 1.

У свою чергу при зміні навантаження на Споживачі 1 потужність на фідері так само змінюється, але вже на велику величину.

На рис 2.6 приведений збільшений фрагмент рис. 2.5. При збільшенні масштабу виразно видно, що при зменшенні потужності споживача 1 з 1 МВт до нуля, потужність на фідері зменшується на 1,5 МВт. Потужність споживача 2 залишається незмінною.

Цей факт дозволяє зробити висновок про можливий комерційний характер втрат (крадіжка)



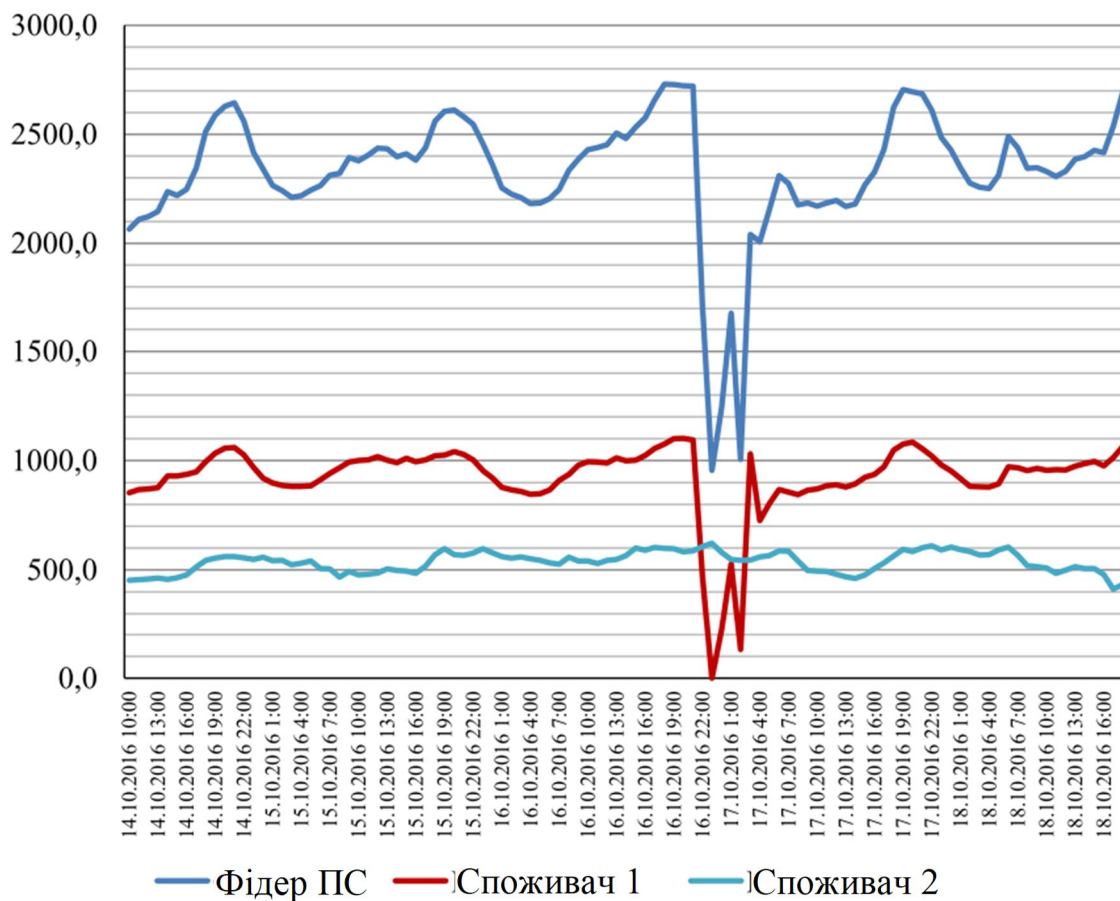


Рисунок 2.6 – Графік контролю потужності по фідеру 10 кВ.

У якості ще одного прикладу контролю параметрів мережі розглянемо вузол ПЛ – 110 кВ "ПВНІЧНА" який складається з чотирьох ПС сполучених ПЛ – 110 кВ. На ПС "Хмельницька", ПС "Східна" прилади обліку встановлені на стороні ВН на відходящих лініях, на ПС "ГПП-2" і ПС "Південна" облік встановлений на стороні НН на ввіді трансформатора і на усіх відходящих фідерах.

У вузлі мережі наведеному на рис. 2.7 було виявлено різке збільшення втрат. Втрати не перевищували допустимих значень по вузлу і на шини напруги НН усіх ПС ознаки збільшення втрат були відсутні.

Коли об'єм втрат протягом трьох місяців перевищував дельту втрат за попередні періоди при аналогічному режимі роботи і характері навантаження було прийнято рішення про проведення виїзної перевірки вузлів обліку.

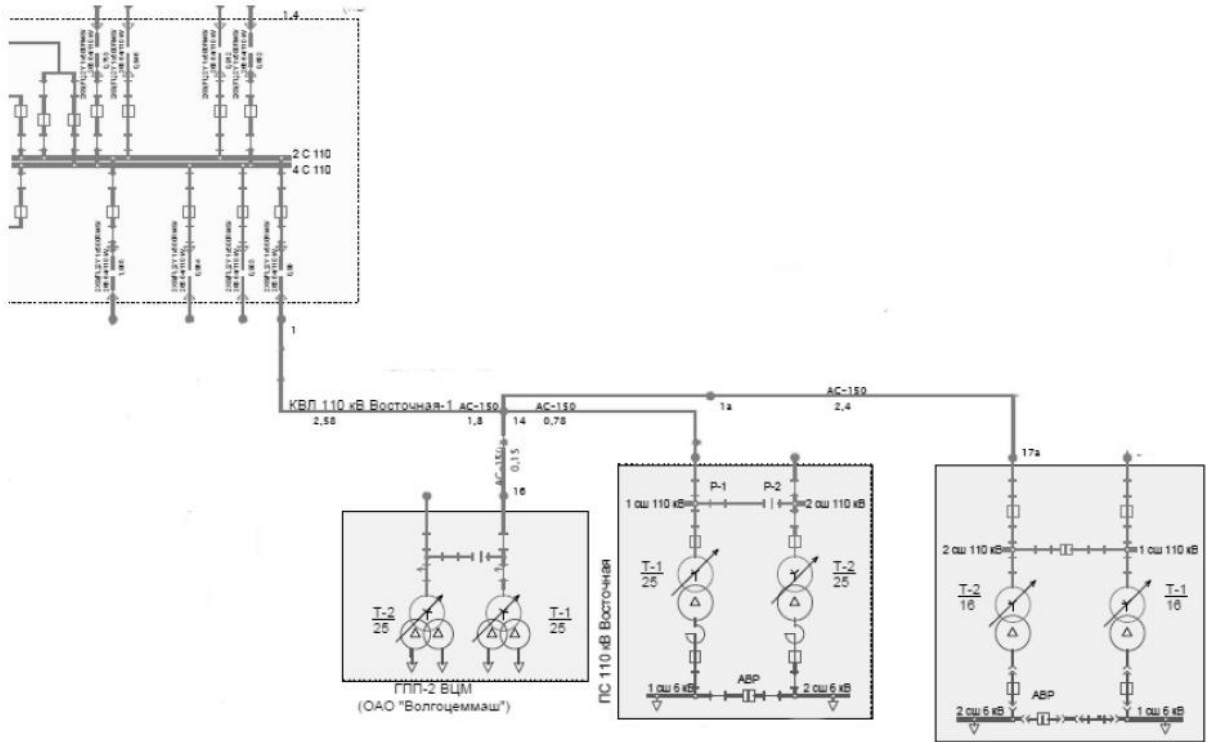


Рисунок 2.7 – Вузол ПЛ 110 кВ "ПІВНІЧНА"

В результаті перевірки було виявлено, що після проведення технічного обслуговування трансформатора напруги візок в комірку був закований неповністю і на контактних з'єднаннях на стороні 10 кВ утворився перехідний опір на Ф-А і Ф-В. Це привело до падіння напруги на Ф-А і Ф-В у вторинних колах по усій секції шин 10 кВ. Векторна діаграма наведена на рис. 2.8.

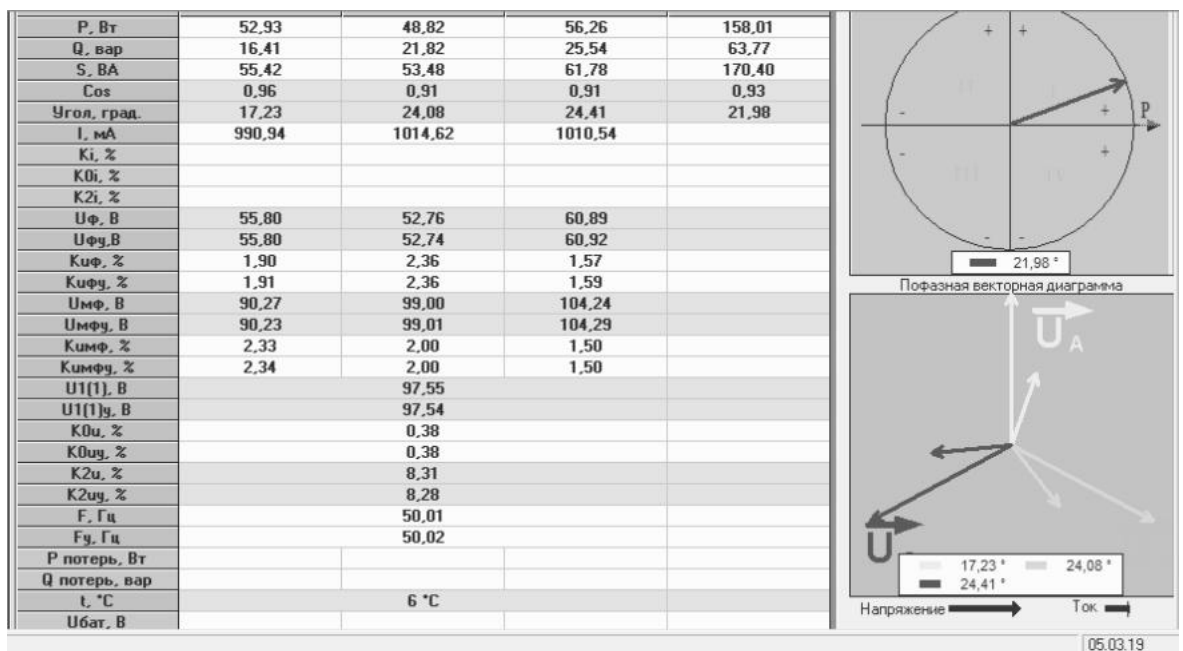


Рисунок 2.8 – Векторна діаграма і параметри мережі

Як видно з векторної діаграми рис. 2.8 напруга і потужність по фазах відрізняється трохи і по стрілочних приладах на ПС персонал просто не зміг виявити це порушення. Діаграма теж не викликала сумнівів в правильності схеми обліку оскільки дистанційно передаються тільки показники струму, напруги, потужності, коефіцієнта потужності. Внаслідок, падіння напруги по усій секції величина потужності знизилася як на вводі, так і на відходящих фідерах, що не привело до збільшення втрат на секції шин 10 кВ.

На рис. 2.9 представлений графік контролю потужності у вузлі ПЛ – 110 кВ "ПІВНІЧНА" на інтервалі усереднювання 30 хв. за 3 місяці.

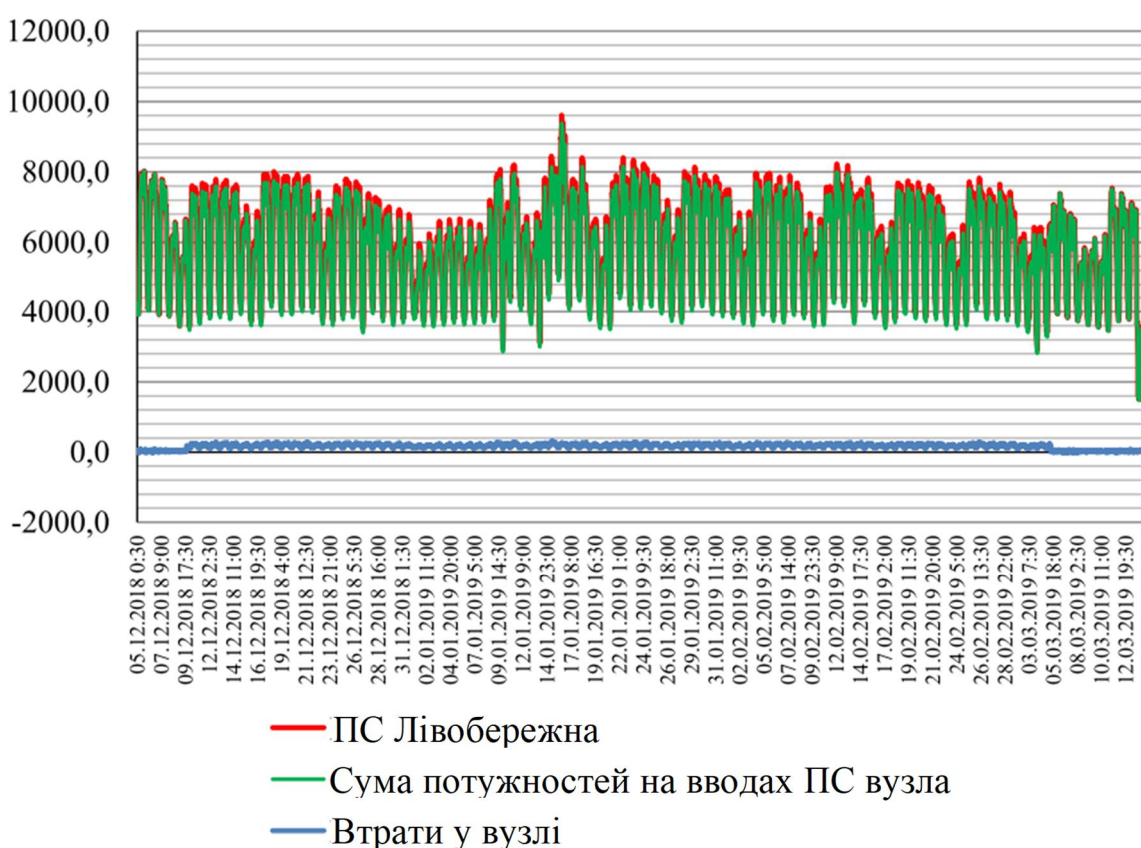


Рисунок 2.9 – Графік контролю потужності у вузлі ПЛ – 110 кВ "ПІВНІЧНА".

На рис. 2.10 приведений збільшений масштаб безпосередньої величини втрат потужності. Збільшення втрат склало близько 80% від дельти попередніх періодів. В результаті цього порушення недообліку електроенергії склало близько 400 тис. кВт·год.

Цей випадок виявив недостатній об'єм даних існуючої системи моніторингу для аналізу роботи мережі і оперативного ухвалення рішення.



Рисунок 2.10 – Графік втрат потужності у вузлі ПЛ-110кВ "ПІВНІЧНА"

Усунути цей недолік дозволить підвищення рівня контролю електромережевого комплексу. Для цього пропонується умовне розділення мережі на контрольовані ділянки, що складаються з ліній і трансформаторів. В даному випадку в зону контролю потрапила як лінія ПЛ-110кВ "ПІВНІЧНА" так і трансформатори на ГПП-2 і ПС "Південна". Додатковий вузол обліку на стороні 110 кВ на ПС "Південна" дозволить контролювати напругу на вищій стороні трансформатора і робити його порівняння з напругою на шинах 10 кВ, що у свою чергу дозволить підтвердити несправність в колах напруги, своєчасно локалізувати причину і вжити заходи до її усунення.

У розподільних мережах 10 кВ це так само буде актуально. Роздільний контроль параметрів лінійної ділянки і трансформаторів дозволить швидше і точніше ідентифікувати джерело порушення. Знаючи, фактичну напругу на стороні ВН і НН трансформатора це дозволить враховувати зміну втрат холостого ходу, які залежать від квадрата напруги на стороні ВН і втрат короткого замикання які залежать від опору обмотки. Фіксація історичного тренду потужності на 50 вибраному інтервалі усереднювання від 1 до 30 хвилин дозволить контролювати сумарні втрати в трансформаторі. Аналізуючи профіль параметрів кожного окремого трансформатора [19], [20]. Порівнюючи його з

аналогічними даними трансформаторів, по усій мережі, можна своєчасно виявити ознаки дефекту, що розвивається.

## 2.4 Контроль величини втрат в трансформаторі і лінії

На ПС 110/10 кВ "Східна" встановлені два трансформатори потужністю 25 МВА. На стороні 110 кВ і 10 кВ встановлені вимірювальні комплекси, що складаються з вимірювальних трансформаторів струму і напруги, сполучної проводки і приладів обліку. На стороні ВН встановлені лічильники типу СЭТ – 4ТМ.03М, а на стороні НН ЦЭ6850.

На рис. 2.11 приведений графік зміни втрат в трансформаторі на основі вимірних даних про півгодинні значення потужності за жовтень місяць в 2014, 2017, 2019 рр.

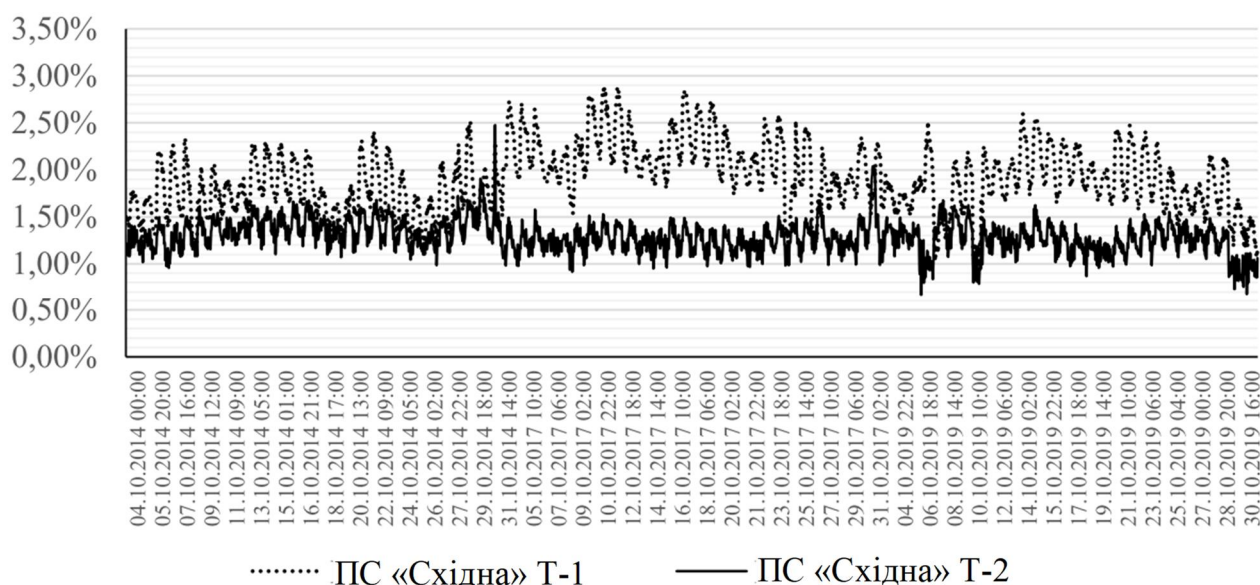


Рисунок 2.11 – Графік зміни втрат в Т-1 і Т-2 ПС 110/10 кВ "Східна" за жовтень в 2014, 2017, 2019 рр.

З графіку на рис 2.11 видно, що втрати знаходяться в певних межах і за 6 років практично не змінилися. Цього говорить про нормальну роботу трансформатора [21].

На рис. 2.12 представлений графік контролю потужності втрат по лініях 10 кВ "ГНС-1" і "ГНС-2" ПС 110/10 кВ.

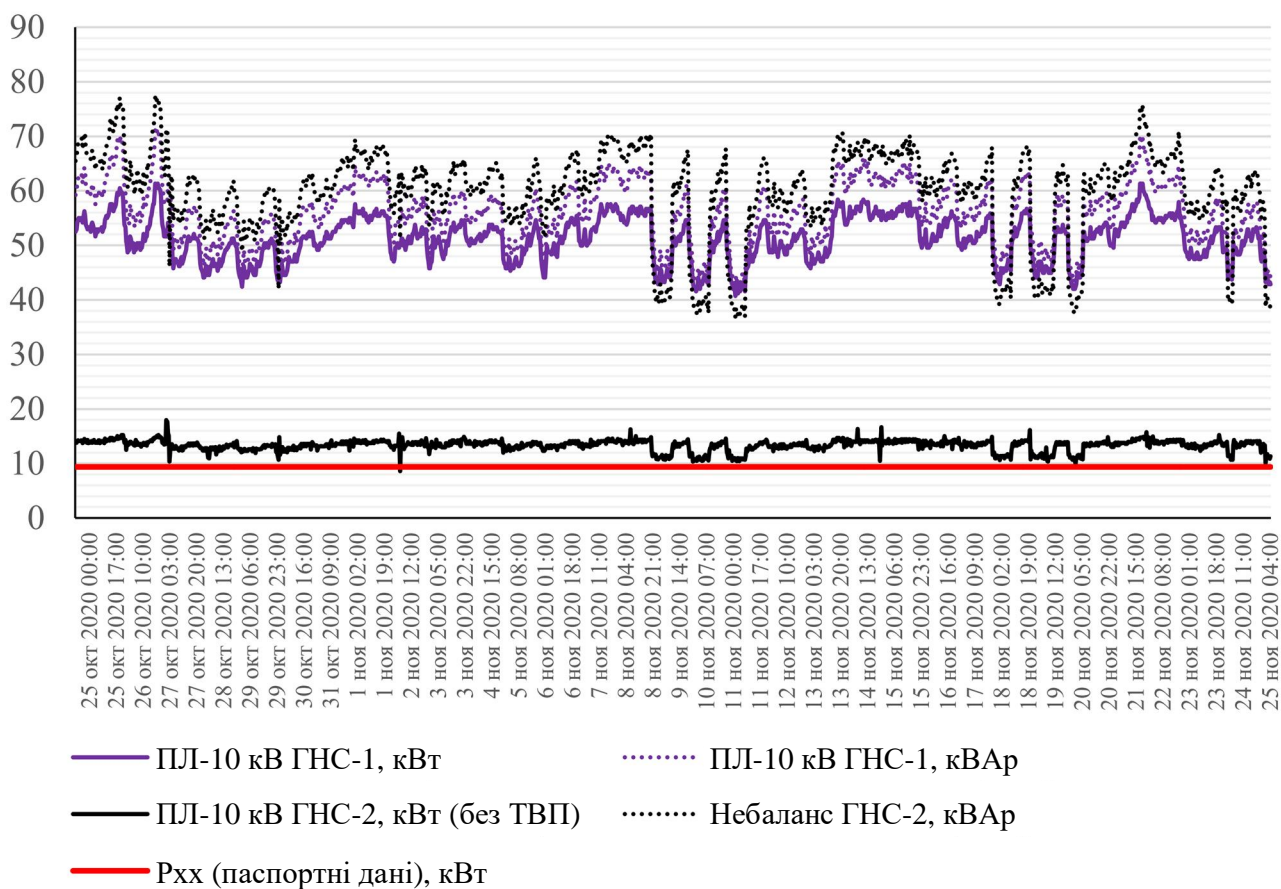


Рисунок 2.12 – Графік контролю потужності ПЛ – 35кВ ГНС-1 і ГНС-2

На графіку рис. 2.12 видно роботу трансформатора Т-1 на холостому ході і Т-2 під невеликим навантаженням створюване трансформатором насосній станції зі встановленою потужністю 160 кВА. При цьому потужність втрат холостого ходу Т-1 значно перевищує номінальну потужність холостого ходу. З цього можна зробити висновок про необхідність перевірки і Т-1 на предмет дефекту.

На рис. 2.13 представлений графік контролю потужності в кабельній лінії Ф-19 від ПС "Північна" до РП-2.

З графіку на рис. 2.13 видно, що втрати активної потужності в лінії дуже малі, і аналізувати стан лінії в абсолютних значеннях складно.

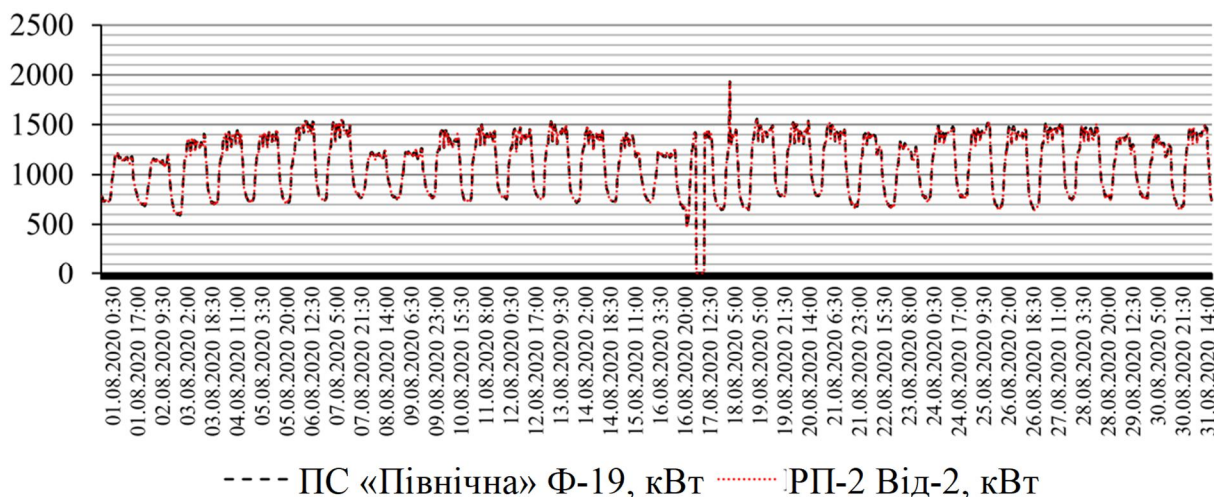


Рисунок 2.13 – Графік контролю потужності Φ–19 від PS "Північна" до РП–2

На рис. 2.14 представлений графік балансу потужності Φ-19 PS "Північна" у відсотках.

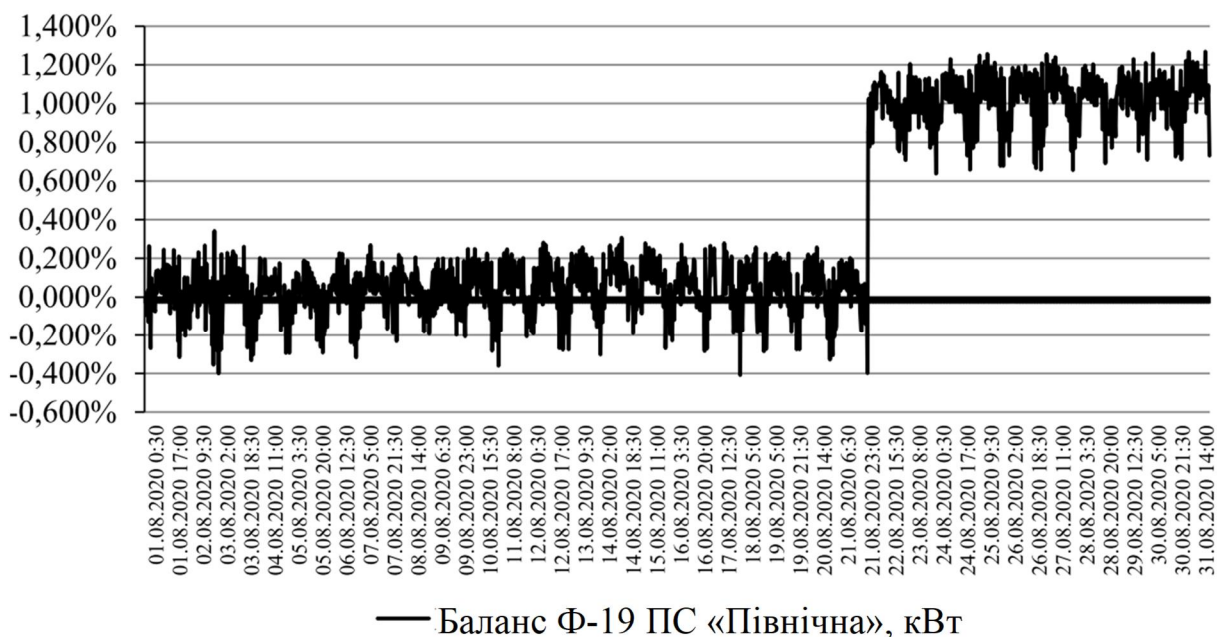


Рисунок 2.14 – Графік балансу потужності у Φ–19 PS "Північна"

Проаналізувавши графік на рис 2.14 у відносних величинах видно, що він коректно відбиває залежність втрат від навантаження, що проходить. Процес циклічний і повністю підтверджується графіком потужності на рис. 2.13. При штучному збільшенні потужності втрат в лінії на 1 % на графіці в абсолютній величині цього просто неможливо помітити, але на графіці відносній величині

це добре помітно [22]. Таким чином, персонал мережевої організації зможе вжити необхідні заходи на початковому етапі розвитку дефекту в електромережевому обладнанні.

## 2.5 Висновки до розділу 2

Встановлено, що необхідно оснастити мережу ПС 110/10 кВ "Північна" засобами дистанційного моніторингу параметрів на усіх рівнях.

Отримані дані для місць розташування засобів контролю.

Визначені чинники, що впливають на зниження ефективності процесу передачі електроенергії по електромережі.

Контроль стану ПЛ–110 кВ при візуальному огляді не дозволяє точно оцінити міру загрози що виникають від кліматичних дій на дроти. Технічне обслуговуванні *ТП – 10 / 0,4 кВ* виконується в плановому порядку і не виключає розвиток невиявлених або прихованих дефектів в роботі устаткування. Існуюча методика контролю ПЯЕ має високі трудовитрати і не дозволяє оперативно реагувати на зміни в мережі.

Проведено дослідження по моніторингу параметрів трансформатора по засобах установки вимірювальних комплексів як з боку ВН так і з боку НН. За вимірними даними побудований графік втрат в трансформаторі.



### 3 ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКИЙ РОЗДІЛ

#### 3.1 Застосування розрахунку втрат по методу оперативних даних

При ТП нових споживачів або при переоформленні Акту ТП у разі, коли розрахунковий лічильник встановлений не на межі балансової приналежності в Акт ТП включають втрати електроенергії, що виникають в електромережевому господарстві що належить споживачеві. Розрахунок ведеться методом середніх навантажень (МСН).

Мережева організація зобов'язана встановити споживачеві інтелектуальний прилад обліку. Окрім інших функцій такий прилад обліку зберігає профілі за такими параметрами як: активна/реактивна потужність, напруга (активна реактивна на інтервалі 30 хв.).

У зв'язку з цим доцільно вести розрахунок втрат в лінії і трансформаторі споживача за вимірними параметрами мережі методом оперативних даних (МОД).

Втрати на холостий хід трансформатора на інтервалі усереднювання 30 хвилин (0,5 год.) визначаються по формулі:

$$\Delta P_{xx,i} = \Delta P_{xx} \sum_{i=1}^m \Delta t_i \left( \frac{U_i}{U_{ном}} \right)^2$$

де  $\Delta t_i$  - період усереднювання, година;

$\Delta P_{xx}$  - втрати холостого ходу, кВт;

$U_i$  - напруга на стороні ВН на інтервалі  $i$ , кВ;

$U_{ном}$  - номінальна напруга ВН, кВ.

Втрати в трансформаторі і лінії, які залежать від навантаження, визначаються по наступній формулі:

$$\Delta P_j = 3 \cdot R \cdot \sum_{j=1}^m (I_j^2 \cdot \Delta t_j) \cdot 10^{-3}$$

де  $R$  - активний опір елемента мережі, Ом;

$I_j$  - струм навантаження, А.

Розрахунок втрат виконаємо для схеми, представленої на рис. 3.1.

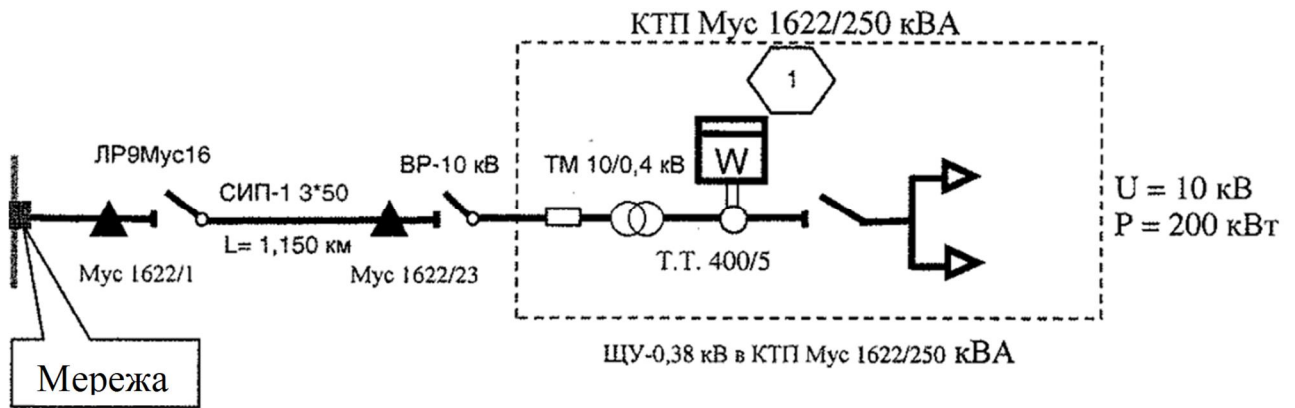


Рисунок 3.1 – Схема підключення абонента.

Розрахунок виконаний для споживача з графіком навантаження усереднених значень потужності на інтервалі 30 хв. рис. 3.2.



Рисунок 3.2 – Графік потужності споживача КТП 250 кВА

Як видно з графіку рис. 3.2. навантаження не постійне, є присутніми як періоди з практично постійним навантаженням, так і падіння споживання практично до нуля.

Технічні характеристики трансформатора і лінії для розрахунку втрат приведені в таблиці 3.1.

Таблиця 3.1 – Характеристики лінії та трансформатора

Довжина лінії, км	1.15
Марка дроту	СИП – 1 3x35
Активний опір на 1 км, Ом	0.641
Тип трансформатора	ТМ – 250
Втрати хх, кВт	0.47
Втрати кз, кВт	3.7
Повна потужність, кВА	250

Результати розрахунку представлені на рис. 3.3, та рис. 3.4

За результатами розрахунків (рис. 3.3, та рис. 3.4) видно, що у разі визначення втрат по методу середніх навантажень відсоток втрат відповідає квітню, в якому зафіксований найнижчий об'єм споживання. Якщо використати постійний відсоток розрахований таким чином, то частина втрат доведеться оплачувати мережевій організації.

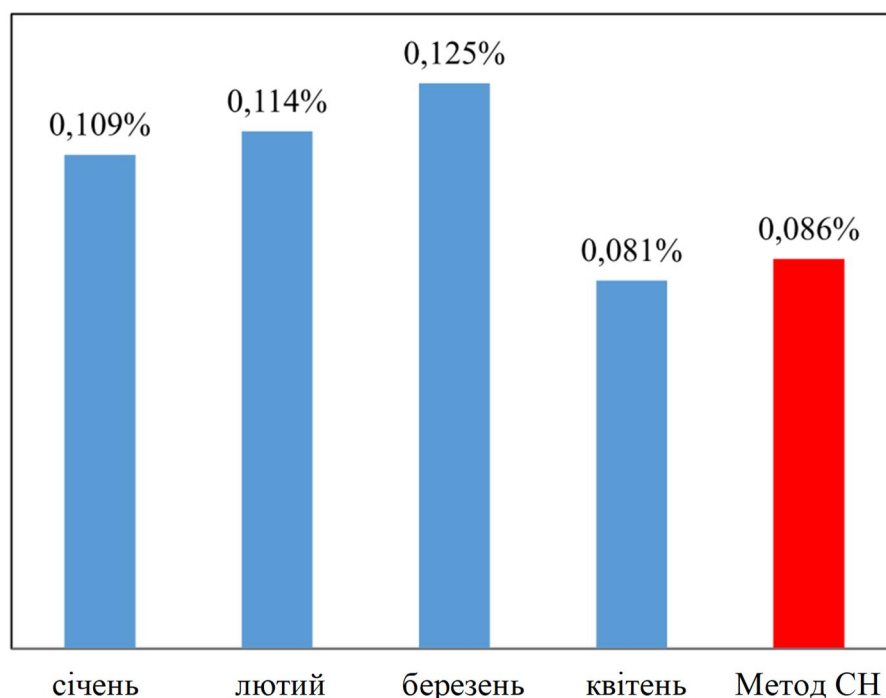


Рисунок 3.3 – Порівняння результатів розрахунку втрат в лінії по МОД і МСН

Динамічний відсоток втрат, який надає нам метод розрахунку за фактичними параметрами мережі, точніше відбиває залежність втрат від режиму роботи електроустановки.

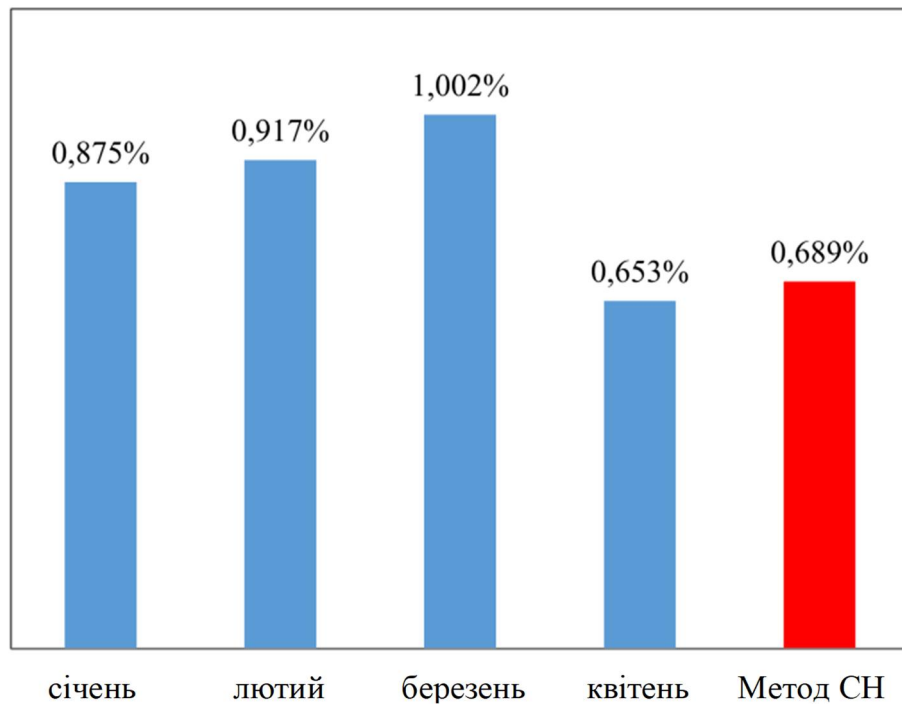


Рисунок 3.3 – Порівняння результатів розрахунку втрат в трансформаторі по МОД і МСН

Цей факт може вплинути на розрахунок технічних втрат в програмному комплексі «АСКОЕ-ПОБУТ», де в обладнанні споживача розрахунок втрат не робиться, а воно враховується як сплачений об'єм, тобто об'єм енергії по лічильнику збільшений на відсоток втрат з договору.

### 3.2 Компенсація реактивної потужності

Проблема компенсації реактивної потужності в розподільних мережах набуває все більшу актуальність у зв'язку зі зносом мереж і обладнання, відсутністю контролю за дотриманням регламентованого співвідношення активної і реактивної потужності, відсутністю реконструкції мереж [23].

Участь в регулюванні коефіцієнта потужності на даний момент носить добровільний характер. Споживач має право зажадати прибрати цей пункт з договору про приєднання до електричних мереж системи розподілу.

По Ф–53, Ф–25 від ПС 110/10 кВ "ПІВНІЧНА" і по Ф–20 від РП–2 10 кВ отримує живлення с. Тимофіївка.

На рис. 3.4 приведена схема Ф–20.

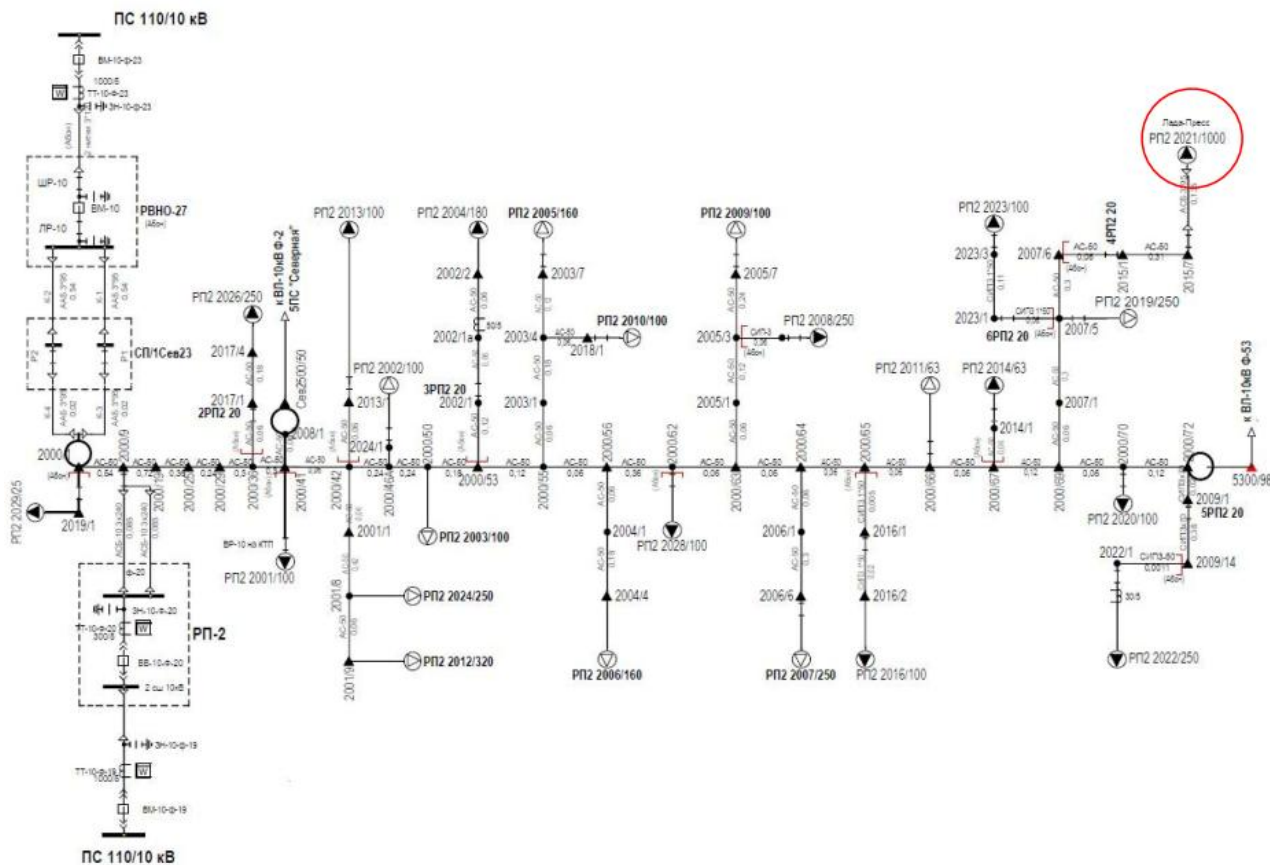


Рисунок 3.4 – Схема розподільної мережі Ф–20

На Ф–20 є присутніми усі види навантаження від побутових споживачів до промислових виробництв. Подібне сусідство негативно позначається на якості електроенергії в цьому населеному пункті [24].

Найбільший інтерес представляє ТП РП2 – 2021/1000 пресове виробництво. Ця підстанція встановлена у кінці Ф–20.

На рис 3.5 представлений денний графік активної і реактивної потужності з періодом усереднювання потужності 30 хв.

На рис. 3.5 видно як змінюється навантаження протягом дня, характер навантаження і співвідношення активної і реактивної потужності. При цьому у споживача в договорі про приєднання до електричних мереж системи розподілу відсутній пункт про дотримання значення.

Струм, споживаний цим споживачем, проходить по усій довжині фідера, що призводить до виникнення втрат в лінії і падіння напруги на усій її

протяжності. Ця обставина негативно позначається на кожному споживачі цього фідера. Велику частину навантаження створює реактивна енергія, яка не виконує корисної роботи і не оплачується споживачем.

В даному випадку варіантом рішення може стати установка компенсуючого пристрою з автоматичним регулюванням безпосередньо на межі балансової приналежності, опорі 2007/6. Цей захід дозволить розвантажити ділянку мережі від опори 2007/6 у бік ПС 110/10 кВ "ПВНІЧНА". При цьому сама ТП споживача не буде розвантажена від реактивної потужності і втрати активної потужності, що створюються повною потужністю в трансформаторі, залишаться на рахунку споживача.

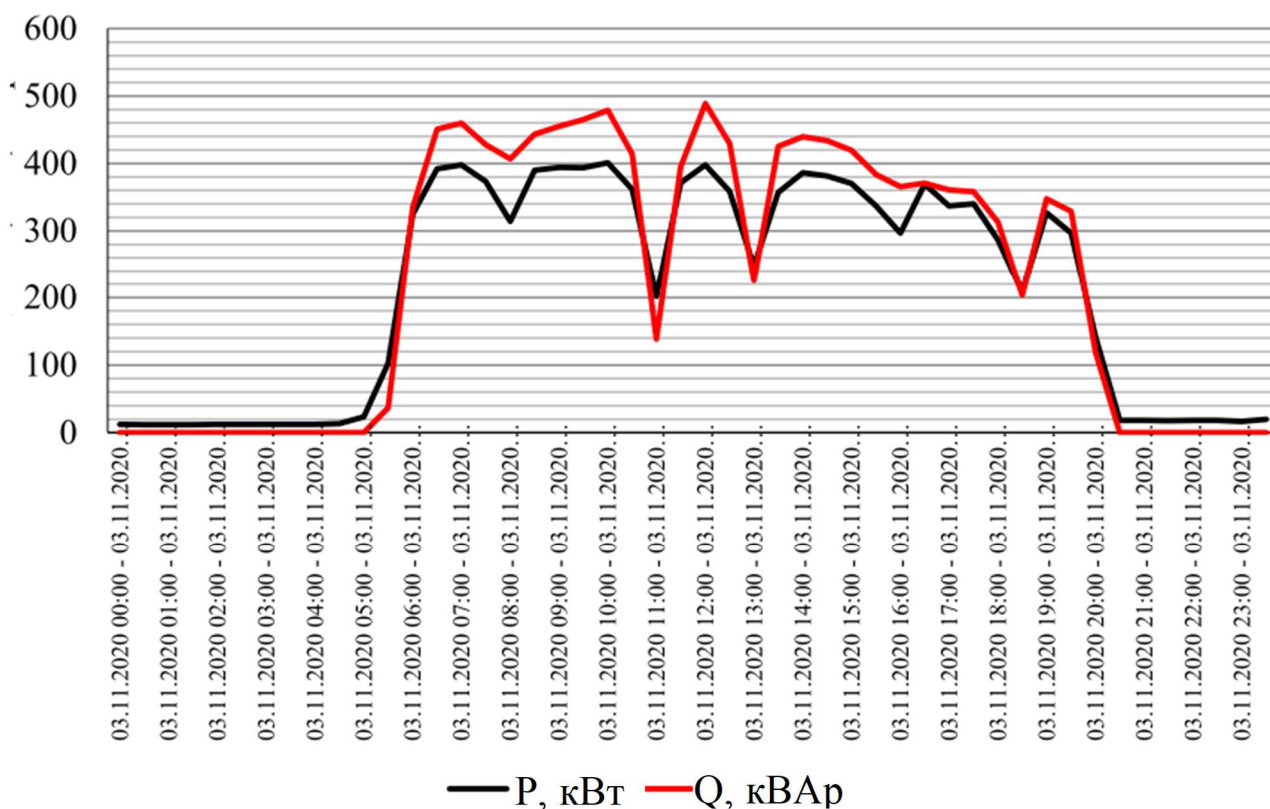


Рисунок 3.5 – Графік потужності на ввіді 0,4 кВ КТП РП2 – 2021/1000

Графік зниження завантаження після установки компенсації представлений на рис 3.6.

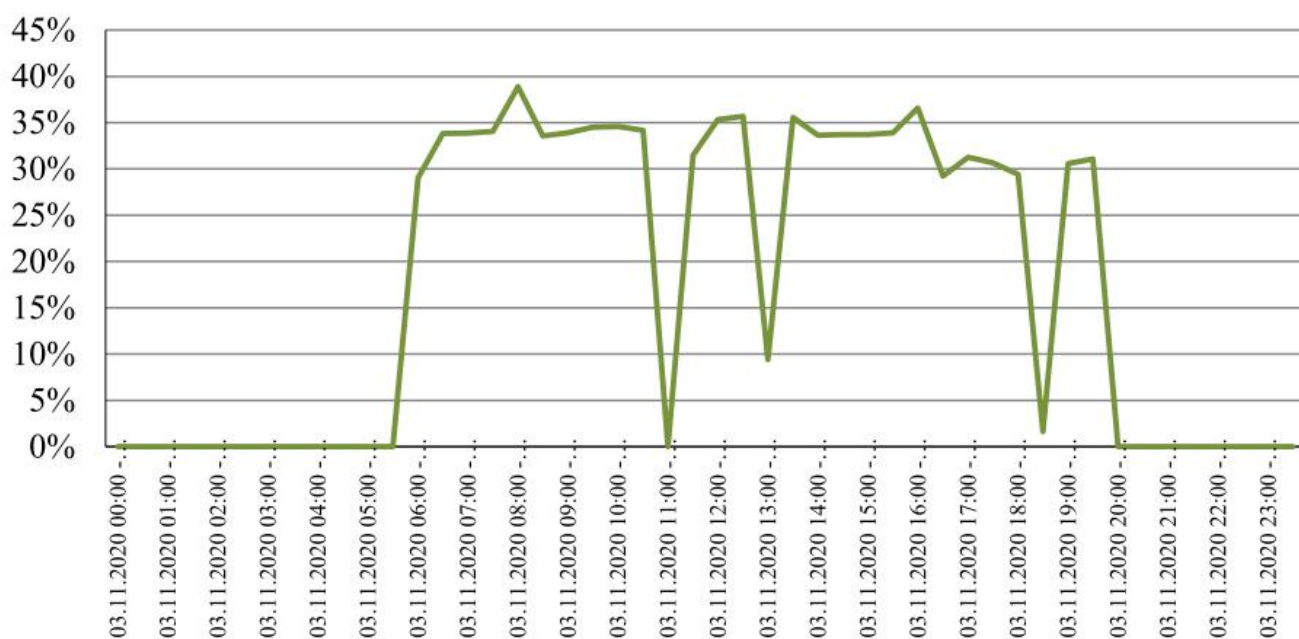


Рисунок 3.6 – Графік зниження струму в обладнанні мережевої організації при установці компенсації реактивної потужності.

За рахунок компенсації реактивної потужності з'являється можливість підключення до мережі додаткових споживачів сумарною потужністю близько 150 кВт за умови дотримання ними вимог зменшити технічні втрати в лінії в найбільш завантажені години.

### 3.3 Інтелектуальна система АЧР

Система автоматичного частотного розвантаження на ПС налагоджена так, щоб відключати фідера (споживачів) при зниженні частоти в мережі і не дати їй знизитися нижче граничною 46,6 Гц. АЧР складається з черг, кожна з яких відключає певну кількість фідерів, тим самим компенсуючи дефіцит активної потужності.

При налаштуванні АЧР під кожним фідером розуміється певна потужність, яка має бути відключена. Як було описано в розділі 2, параметри мережі не постійні і споживання по фідеру змінюється з часом.

При дії АЧР фідера починають відключатися досить швидко, витримка між східцями 0,5 з, що може привести до відключення зайвих східців і відповідно до

втрат від реалізації електроенергії споживачеві і стрибку частоти (перерегулювання)[25].

Інтелектуальні прилади обліку здатні вимірювати і передавати дані про параметри мережі практично в реальному часі це служить основою для алгоритму дії інтелектуальної АЧР.

При забезпеченні дистанційного збору даних з кожного фідера кожної ПС можна визначити баланс активної потужності в мережі. У разі виникнення відключення зв'язку з однією з систем, програмне забезпечення, скориставшись наявними даними за період до аварії зробить розрахунок балансу електроенергії, визначить навантаження, що створює найбільші втрати в мережі і виниклий дефіцит активної потужності. Потім передасть сигнал на відключенні відповідних фідерів на підстанціях і відновить баланс активної потужності і частоту в мережі одним відключенням [25].

Запит даних виміру за параметрами (19 параметрів) може бути зроблений одним фреймом запиту і дані отримані в одному фреймі відповіді. Одна транзакція (запит-відповідь) займає час 120-130 мс на швидкості 9600 біт/з і 33-40 мс на швидкості 38400 біт/с. Це виміряні часи опитування одного лічильника. Опитування двох і десяти лічильників в перерахунку на один дає ті ж результати. Якщо в лічильниках встановити конфігураційний прапор "Заборонити автоматичне закриття каналу зв'язку", то вони будуть завжди готові до обміну. При цьому опитування 50-ти лічильників об'єкту займатиме час від 1,65 до 2 з на швидкості 38400. Що б час опитування не перевищував 1 секунди доцільно одним сервером опитування (одним контролером) здійснювати опитування не більше 25 лічильників на швидкості 38400.

Застосування алгоритму інтелектуальної АЧР на основі контролю параметрів мережі в реальному часі стає можливим використати потужність втрат і реальне навантаження на фідерах, що дозволить зберегти в роботі більшу кількість споживачів і використовуваної ними активної потужності.



### 3.4 Використання моніторингу при технологічному приєднанні

Мережева організація не може відмовити особі, що звернулася до неї, в підключенні. Ресурс мережі не безмежний і втрати енергії збільшуються з кожним новим споживачем. Якщо у випадку з підключенням якого-небудь великого промислового споживача ще виникають питання про необхідність реконструкції, то у випадку з побутовим сектором немає.

Дізнатися про фактичне завантаження ТП і рівні падіння напруги на введенні 0,4 кВ і у найдалшого абонента на ній можна лише по вимірах оперативної виїзної бригади. Але результат такого виміру об'єктивно не відбиватиме те, в якому режимі працює устаткування. Вимір буде тільки один тільки в один день і годину. Як було відмічено в розділі 2 і 3 навантаження а, отже, і втрати потужності і напруги досить сильно змінюються впродовж дня, місяця, року.

Знаючи потужність і напругу на усіх ділянках мережі і їх зміну в часі можна зробити розрахунок того, як вони зміняться при підключенні нового споживача. Зв'язавши програмні комплекси що забезпечують моніторинг параметрів з базами, що містять дані по технологічному приєднанню, наприклад величину прошеної потужності з програм 1С і програмою для розрахунку параметрів. Потужність кожного споживача буде врахована, спрогнозований її вплив на параметри мережі в майбутньому і скоректовані заходи по реконструкції.

У разі, коли споживач має намір приєднати свої енергоприймаючі пристрої до електричної мережі, він звертається в мережеву організацію із заявкою про технологічне приєднання. У заявці споживач вказує необхідну йому величину максимальної активної потужності. Мережева організація бере на себе обов'язок забезпечити цю потужність до одномоментного використання, а споживач у свою чергу зобов'язується її не перевищувати.

Таким чином, збільшується об'єм передаваної електроенергії і як наслідок доход мережевої організації. Збільшення об'ємів приєднаної потужності, зв'язано

зі збільшенням втрат електроенергії що виникають в елементах мережі, таких як трансформатори і лінії електропередач.

Кількість споживачів, що знову підключаються, і приєднуваної потужності досить велика і здатна зробити помітний вплив на режим роботи устаткування.

Значна частина доводиться на споживачів до  $15 \text{ кВт}$  НН, що підключаються на стороні.

Для забезпечення необхідного рівня втрат і якості електроенергії необхідно збільшувати потужність трансформаторів і будувати нові підстанції, проводити реконструкцію ліній. Ці заходи повинні виконуватися своєчасно, перешкодою на шляху до цього є відсутність оперативних даних про фактичне завантаження елементів мережі.

При підключенні абонентів на напрузі  $0,4 \text{ кВ}$  потужністю до  $15 \text{ кВт}$ , а це найчастіше фізичні особи, вплив нових споживачів на режим роботи устаткування зокрема збільшення навантаження на трансформатор не враховується у зв'язку з кількістю заявок і їх "незначності" і стає неможливим вчасно запланувати реконструкцію мережі.

Процес підключення нових споживачів може займати тривалий час і устежити за усіма, новими точками і на якому етапі вони знаходяться скрутно.

Для вирішення цього завдання розроблений алгоритм технологічного приєднання нових споживачів з урахуванням приєднуваного і фактичного навантаження.

З ввідного приладу обліку на КТП і приладів обліку встановлених у споживачів в мережі  $0,4 \text{ кВ}$  дистанційно збираються дані про споживання (значення активної, реактивної і повних потужностей) за період усереднювання 30 хв. Дані потрапляють на сервер і записуються у базу даних програмного комплексу "АСКОЕ-ПОБУТ". Дані про технологічне приєднання (дата, потужність, точка приєднання) заносяться в програмний комплекс ІС "Підприємство" і записуються в її базу даних. Між двома базами даних здійснюється обмін інформації по швидкісних каналах зв'язку. При підключенні споживача з максимальною потужністю  $5 \text{ кВт}$  з бази даних ІС "Підприємство"

проситься інформація про аналогічних споживачів в тому ж районі, визначається номер приладу обліку таких споживачів. Потім з бази " АСКОЕ-ПОБУТ " просяться профілі параметрів по цих номерах (в даному випадку активна потужність, усереднена на інтервалі 30 хв) і дані усереднюються і ми отримуємо середньостатистичний профіль споживача з максимальною потужністю 5 *кВт* з того ж району де відбувається підключення. В результаті підсумовування двох профілів ми набуваємо прогнозованого значення потужності. Аналогічним чином здійснюється приєднання споживачів з максимальною потужністю 10 *кВт* і 15 *кВт*.

Як тільки споживач буде фактично приєднаний до мережі і його лічильник передасть на сервер "АСКОЕ-ПОБУТ" свої перші показники, то дані такого споживача перестануть підсумовуватися з даними ввідного приладу обліку, а використовуватимуться вже реальні показання його лічильника.

Аналогічним чином станеться заміна середньостатистичних даних на реальні свідчення інших споживачів.

Оскільки комп'ютер триматиме в пам'яті усіх споживачів і буде вести графік навантаження, можна буде точніше планувати витрати на реконструкцію електромережевого господарства.

У цьому прикладі розглянуто тільки трансформатор, але цей алгоритм може бути застосований і для ПЛ де за кожен період усереднювання може бути розраховане прогнозоване падіння напруги і втрати на дротах з урахуванням нових споживачів.

На рис. 3.7 представлений графік зміни потужності на введенні 0,4 *кВ* КТП при використанні алгоритму технологічного приєднання нових споживачів з урахуванням фактичних графіків навантаження.

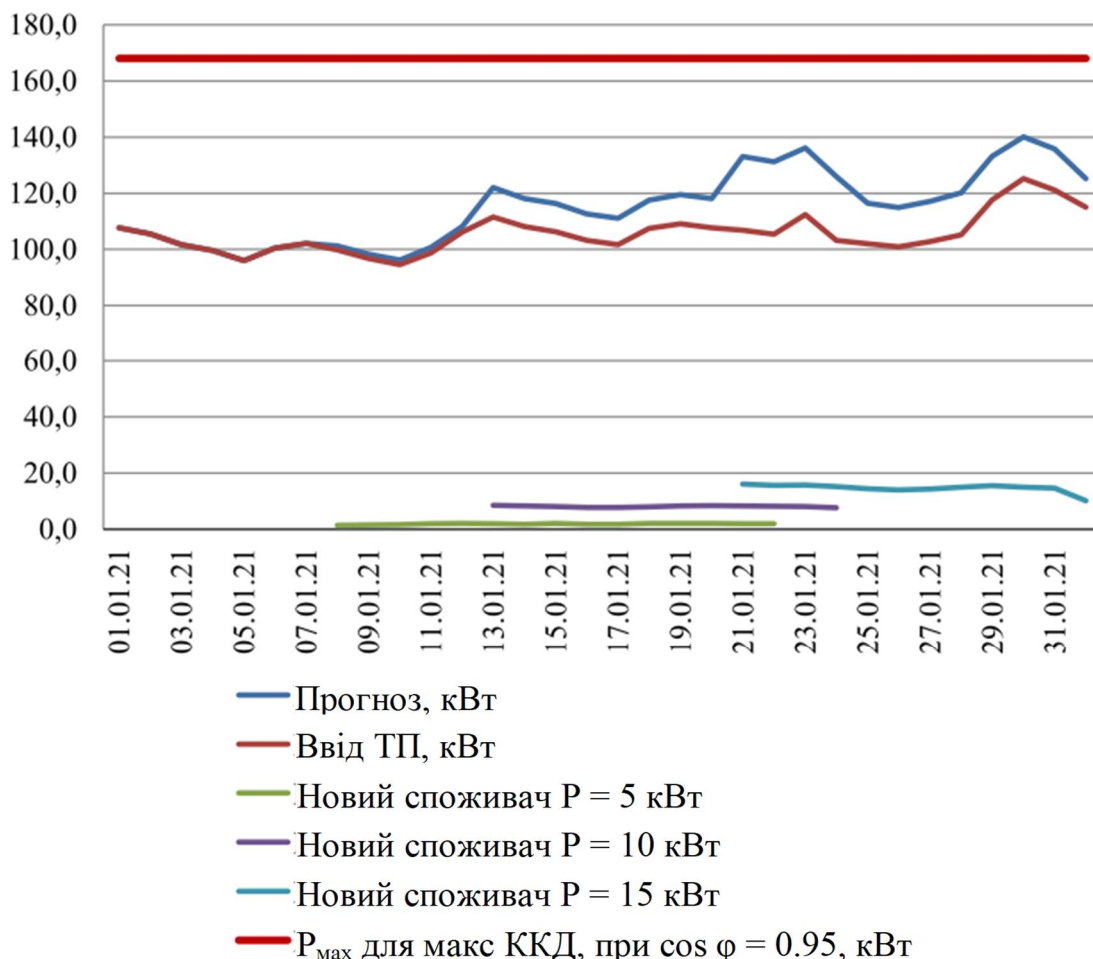


Рисунок 3.7 – Графік роботи алгоритму технологічного приєднання нових споживачів з урахуванням приєднуваної і фактичної потужності.

У зв'язку з вищеописаним необхідно внести зміни в методику визначення втрат в елементах мережі що належать споживачеві таким чином:

- розрахунок робити за фактичними даними за кожен розрахунковий період (місяць);

- прибрати з договору про приєднання до електричних мереж системи розподілу фіксований відсоток втрат і замінити його узгодженням методу розрахунку по фактичному режиму.

### 3.5 Алгоритм визначення нетехнічних втрат

Ефективне використання електроенергії є важливим чинником. Це також включає те, як електроенергія забезпечує споживачів, принаймні, з точки зору

економічної ефективності. Зважаючи на цей аспект, мережеві компанії зосереджують увагу на чинниках, що впливають на втрати електроенергії в розподільних мережах, що розглядаються як технічні або комерційні втрати.

Технічні втрати виникають природним чином і викликані розсіюванням електроенергії в лініях електропередач і в устаткуванні, використовуваному для виробництва, транспортування і розподілу електроенергії. Найбільш значні втрати (близько 90% від загальних втрат) виникають в ланцюгах живлення із-за нагріву провідників за рахунок ефекту Джоуля при протіканні електричного струму через електричні ланцюги, але є і втрати, викликані ефектом корони, а також із-за недосконалої ізоляції провідників і устаткування. Ці втрати можуть бути виявлені шляхом складання балансів електроенергії, які засновані на вимірах, що надаються системами АСКОЕ, або можуть бути оцінені за допомогою алгоритмічних процедур.

Важлива роль в зниженні власного технологічного споживання, яке є результатом різниці між енергією, переданою в мережу, енергією, розподіленою споживачам і енергії втрат. Нетехнічні втрати можна зменшити за рахунок підвищення безпеки розподільних пристроїв, зокрема, шляхом частотої перевірки груп вимірів, як для побутових, так і особливо для промислових споживачів.

Крадіжка електроенергії є незаконним способом отримання електроенергії для різних цілей, що призводить до значних втрат для мережевих компаній. Нетехнічні втрати, які зазвичай зв'язуються з крадіжкою електроенергії шляхом самовільного підключення до мереж або установки шунтів в струмових ланцюгах або впровадженням стороннього устаткування в лічильник електроенергії.

Окрім економічних втрат, крадіжка електроенергії також є серйозною проблемою з точки зору безпеки людей (люди, що живуть поблизу від населених пунктів, де крадіжки електроенергії має високий відсоток випадків).

Ефективним методом запобігання несанкціонованому втручання на об'єктах розподілу електроенергії є заміна звичайних лічильників інтелектуальними лічильниками, які можуть точніше визначати споживання

електроенергії, а також фіксувати події, пов'язані з якістю електроенергії або несанкціоновані втручання в електричні установки. У інтелектуальних лічильниках реалізований ряд функцій, які корисні як для оператора мережі (забезпечуючи точний облік поставленої електроенергії в реальному часі), так і для споживача (з метою оптимізації власного споживання електроенергії). Серед споживачів, які впровадили інтелектуальні системи обліку, є люди, які мають певні заперечення відносно інтелектуальних лічильників із-за можливості розкриття конфіденційних цих споживачів, що не є етично життєздатним; деякі країни, такі як Нідерланди або Великобританія, навіть відмовилися від реалізації проектів інтелектуальних вимірювальних систем через проблеми з конфіденційністю даних. Більше того, деякі споживачі "заявляють", що інтелектуальні лічильники є джерелом небезпечного випромінювання для життя людини. Зважаючи на практичні аспекти, повідомлялося про випадки, коли розумні лічильники створюють перешкоди радіочастотам, які порушують радіотелевізійне мовлення, або про випадки порушення зв'язку на радіопересувних станціях, використовуваних поліцією, які спілкуються на тих же частотних хвилях, що і розумний радіомодуль лічильника. Щоб виключити емісію випромінювання, можна використати системи виміри, в яких використовуються засоби дротяного зв'язку (струмова петля), які набагато безпечніші і надійніші з точки зору передачі даних. Гібридні системи з безпроводними шляхами зв'язку (радіохвилі) також доступні і можуть використовуватися, але ці системи важко реалізувати з економічної точки зору, оскільки устаткування, використовуване в гібридній системі зв'язку, має досить високу вартість. Щоб забезпечити конфіденційність споживача, може використовуватися видалена система, в якій кожен інтелектуальний лічильник ідентифікується унікальним ідентифікатором, який можна знайти тільки у базі даних системи видаленого управління, де робитиметься зіставлення між цим ідентифікатором і серією лічильників, а також розташування пристрою. Інший варіант – використання рішень, заснованих на алгоритмах шифрування.

Функція моніторингу споживання вже реалізована у разі інтелектуального обліку, але система обліку може супроводжуватися певними додатковими модулями, які можуть своєчасно сигналізувати про можливі збої напруги або струму у вторинних ланцюгах.

У разі побутових споживачів і енергозбутових компаній основні нетехнічні втрати виникають із-за виходу з ладу лічильників електроенергії або обходу їх вищеописаними способами.

Для виявлення цих проблем використовується ряд методів, таких як перевірка вимірювального комплексу разом із сполучним кабелем у кожного споживача, або моніторинг в реальному часі параметрів мережі і навантаження споживача.

Моніторинг дуже ефективний з точки зору виявлення в реальному часі можливих помилок виміри, які можуть виникнути із-за відмови вимірювального комплексу або через несанкціоноване втручання в електричну мережу.

Аналіз споживання електроенергії для різних типів споживачів важливий для енергопостачальних організацій, щоб прийняти оптимальні рішення по оперативному управлінню і зниженню витрат, націлених на виявлення несанкціонованих розкрадань електроенергії і поліпшення якості електроенергії, що поставляється.

Звичайне споживання електроенергії неоднорідний, воно варіюється від одного типу споживача до іншого залежно від: географічного району, сезону, погодних умов, тривалості доби. Якщо ми говоримо про виявлення шахрайства із споживанням електроенергії, в науковій літературі повідомляється про існування реалізацій, заснованих на серії алгоритмів для аналізу кривого навантаження кожного окремого споживача. Таке рішення засноване на кількостях енергії, записаних за періоди (вибірки) по 15 хвилин, які порівнюються із стандартною кривою навантаження, адаптованого до місцевості і групи споживачів, частиною якої є згаданий споживач енергії. Цей алгоритм порівняння кривих навантаження побутових споживачів на основі аналізу даних точно визначає місця споживання, де електроенергія реєструється помилково

[26]. Але для реалізації вказаного алгоритму необхідно отримувати дані з періодом усереднювання менше 15 хв. На жаль, більшість інтелектуальних лічильників спроектована і запрограмована на запис кривого навантаження тільки щогодини, а не кожні чверть години [17].

Важливим чинником зниження шахрайського споживання електроенергії є виявлення аномалій, що виникають в процесі обліку електроенергії. Аномалії є значними відмінностями між кількістю енергії, спожитої в заданій тимчасовій послідовності, і пороговим значенням, встановленим для вибраного типу споживача.

Інтелектуальні лічильники електроенергії пропонують ряд переваг як мережевим компаніям, енергопостачальним організаціям, так і споживачеві електроенергії, які коротко викладені в таблиці 3.2.

Таблиця 3.2 – Переваги впровадження інтелектуального обліку.

Мережева компанія	Енергозбутова компанія	Споживач електроенергії
Точний вимір споживання електроенергії	Доступ до трендів даних в реальному часі	Візуалізація кривого почасового навантаження
Повідомлення про різні події в режимі реального часу	Зменшення кількості помилок при виставлянні рахунків	Щомісячна оплата
Точний прогноз втрат	Точний прогноз попиту на електроенергію наступного дня	Оцінка і покращення споживання електроенергії

Розумні лічильники значно спрощують процес виміру і збору даних для кожного споживача, але вони також схильні до втручання на програмному рівні, оскільки більшість інтелектуальних лічильників робляться і програмуються відповідно до вимог коду OBIS, тому вони мають компоненти з низьким опором при роботі як з апаратним, так і з програмним забезпеченням.



У разі, якщо лічильник електроенергії піддався такому втручанню, він більше не відправляє мережевої організації фактичне споживання енергії, а відправляє записи, які набагато менше за реальних, тому енергія, на яку не виставлений рахунок, реєструється як втрати мережевої організації. Для відшкодування відповідних втрат електроенергії мережева організація застосовує ряд заходів, за допомогою яких вона визначає точки споживання зі значними втратами енергії.

Метод, щоб ідентифікувати дефектні або такі, що піддалися втручанню прилади обліку, полягає в зведенні щорічних енергетичних балансів на кожному рівні мережі. Після визначення областей споживання з високим відсотком втрат кожен окремий споживач в цій області має бути перевірений індивідуально, операція, яка має на увазі високі витрати для мережевої організації і незручності для споживачів.

Один з ефективних методів виявлення споживачів, що крадуть електроенергію, – класифікувати їх за допомогою історичних даних, пов'язаних із споживанням електроенергії і подіями,

зарєєстрованими інтелектуальною системою виміру.

Нині ідентифікація комерційних втрат електроенергії здійснюється шляхом аналізу, що полягає у відмінностях між енергією, доставленою споживачеві, і переданою в мережу [6]. Порівняння робиться за розрахунковий період рівний календарному місяцю, що не дозволяє своєчасно відреагувати. Ця процедура, заснована на виявленні невідповідностей в енергетичному балансі, вказує на наявність помилок виміри, які необхідно досліджувати і ідентифікувати індивідуально і вручну.

Ця процедура вимагає великих витрат і часу, а також доставляє незручності для споживачів. Для усунення цих недоліків пропонується алгоритм, який на основі даних, наданих системою інтелектуального обліку і моделі споживання, визначатиме вузли, в яких зарєєстровані аномалії.

Алгоритм ґрунтується на записаних даних, пов'язаних із споживанням, і технічних даних, що відповідають електричній мережі.

На I етапі робиться аналіз втрат потужності в мережі і зіставлення вимірних даних з розрахунковими втратами. У разі перевищення допустимого рівня втрат переходимо до II етапу.

На II етапі робиться обчислення значення падіння напруги, що відноситься до кожного споживача.

На III етапі значення розрахункового падіння напруги порівнюються зі значеннями зафіксованими приладом обліку. У разі реєстрації великої різниці між цими значеннями можна зробити припущення про неправильну фіксацію даних приладом обліку. Це може бути викликано як розкраданням електроенергії, так і несправністю лічильника або невідповідності його класу точності.

Як приклад, алгоритм протестований на невеликій *КТП С416*.

Схема *КТП С416* з вказівкою технічних характеристик лінії приведена на рис. 3.8.

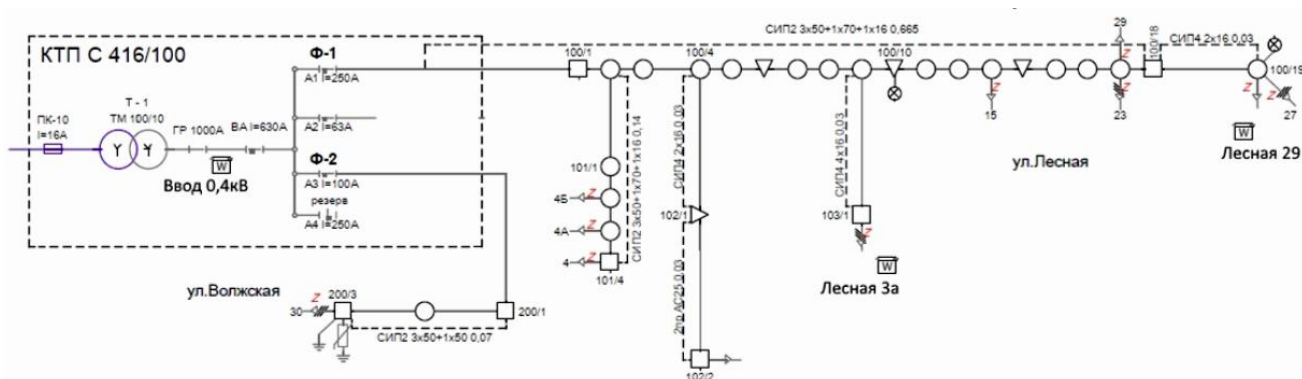


Рисунок 3.8 – Схема *КТП С416*

Мережа *КТП С416* повністю обладнана засобами контролю і передачі цих вимірів. На вводі встановлений прилад обліку, який фіксує параметри мережі на інтервалі усереднювання 30 хв. У кожного споживача встановлений аналогічний за об'ємом збираній інформації прилад. В даному випадку витрата електроенергії здійснюється тільки споживачами за адресою Лісова За і Лісова 29.

Графік втрат потужності у Φ-1 0,4 кВ від *КТП С416* приведений на рис. 3.9.

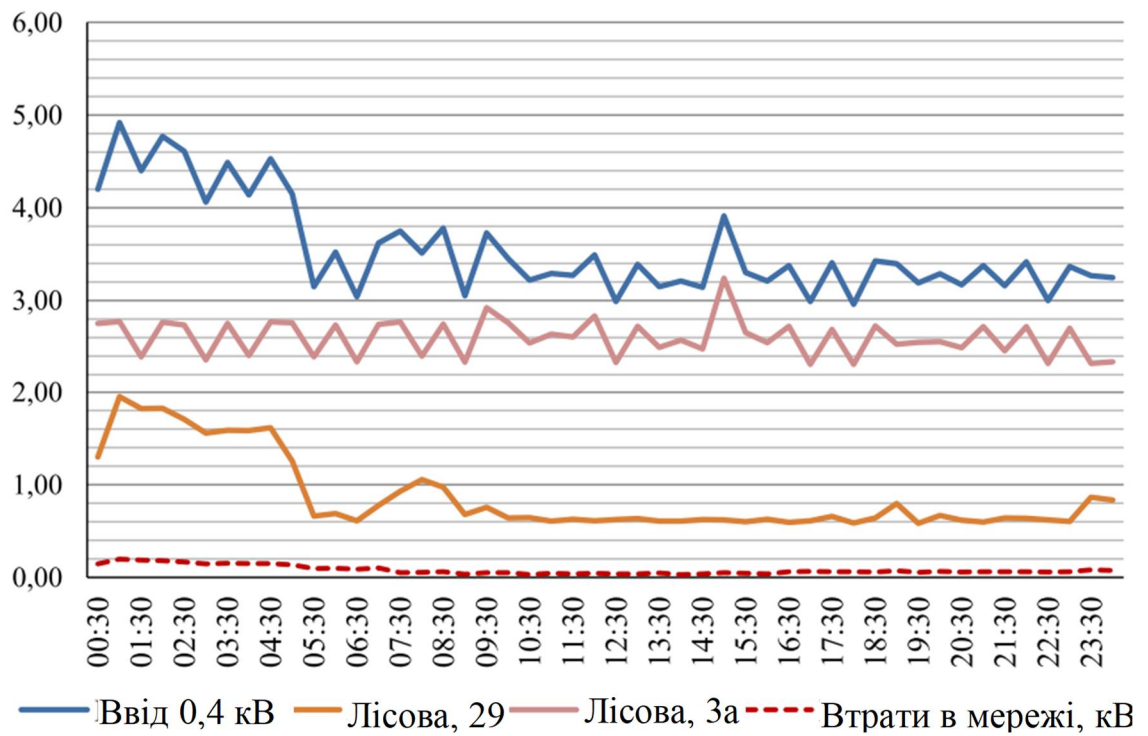


Рисунок 3.9 – Графік втрат потужності в мережі КТП С416

На графіку, рис 3.9, видно, що величина потужності втрат залежить від зміни потужності навантаження на споживачах. Потужність, споживана Лісова 3а практично не змінюється, а потужність Лісова 29 змінюючись на початку нового дня, тягне зміну величини втрат.

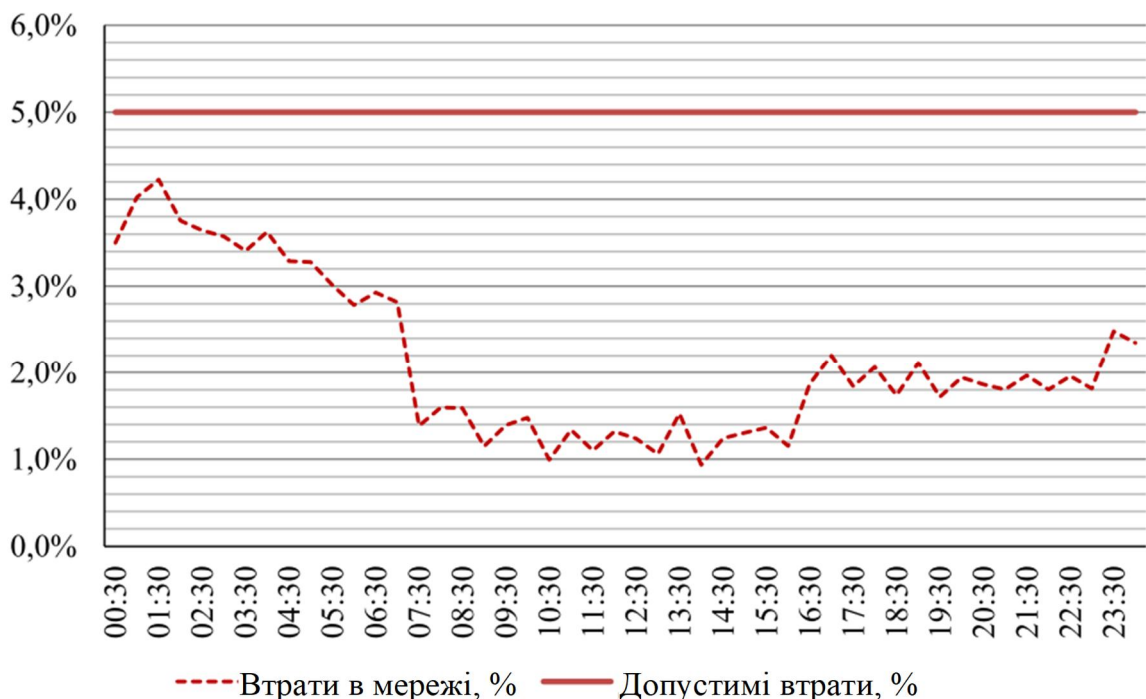


Рисунок 3.10 – Графік втрат потужності в мережі КТП С416 у %.

На рис. 3.10 представлений графік втрати потужності в мережі *КТП С416* у відносних величинах і нормований рівень втрат.

По графіку, зображеному на рис. 3.10, втрати в мережі *КТП С416* не перевищують встановленого рівня. У такому разі для перевірки і практичного показу роботи алгоритму розрахуємо падіння напруги до самого видаленого споживача Лісова 29.

Розрахунок падіння напруги до однофазного споживача робиться згідно формули:

$$\Delta U = 2 \cdot I \cdot (R \cdot \cos\varphi \cdot l + X \cdot \sin\varphi \cdot l)$$

де  $I$  - струм навантаження,  $A$ ;

$R$  - питомий активний опір лінії,  $\text{Ом} / \text{км}$  ;

$\cos \varphi$  - коефіцієнт потужності, *в.о.* ;

$l$  - довга лінії,  $\text{км}$  ;

$X$  - питомий індуктивний опір лінії,  $\text{Ом} / \text{км}$  ;

$\sin \varphi$  - коефіцієнт реактивної потужності, *в.о.* .

Результати розрахунок і приклад роботи алгоритму представлені на рис. 3.11.

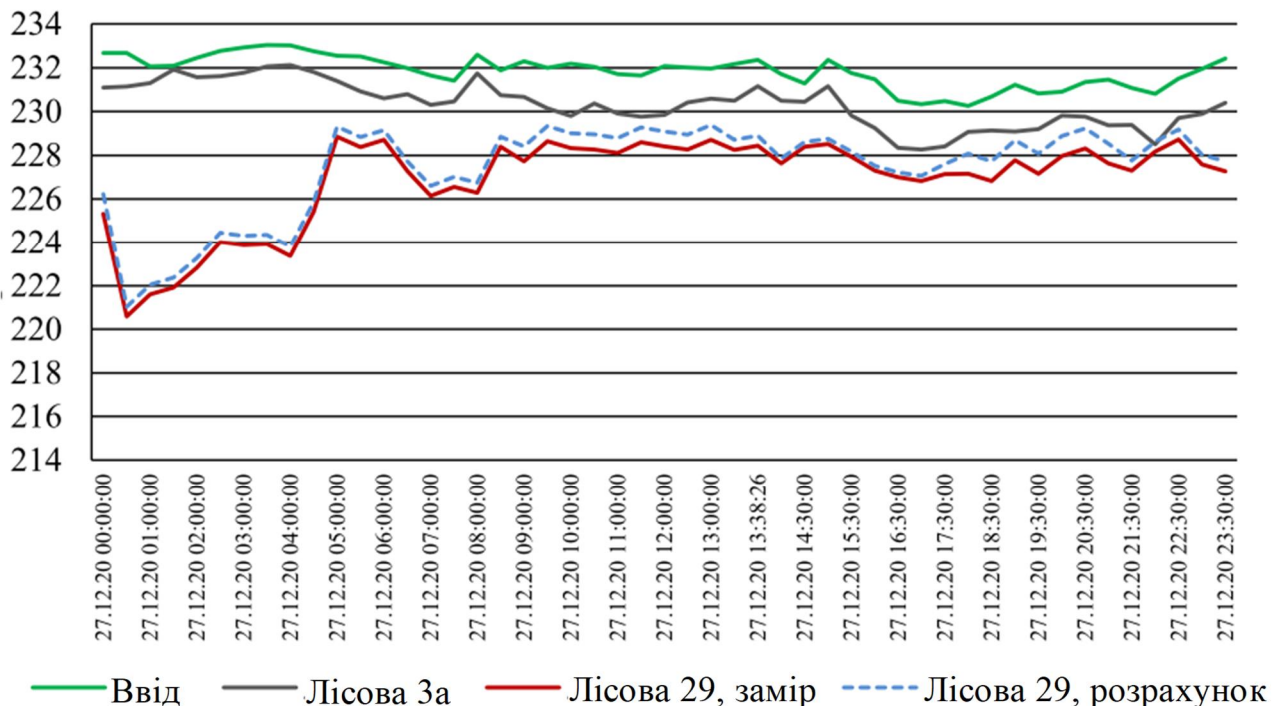


Рисунок 3.11 – Результат роботи алгоритму.

За результатами, представленими на рис. 3.11 можна зробити висновок, що втрати потужності, приведені на графіці рис. 3.10, дійсно мають технічний характер. Різниця між вимірним і розрахунковим значенням напруги у споживача Лісова 29 складає близько 0,2%.

### **3.6 Нерівномірне навантаження в мережах 220-380 В**

Нерівномірність навантаження - звичайне явище в трифазних розподільних мережах. Проте це може завдати шкоди роботі мережі, її надійності і безпеки. Крім того, виміри показують, що втрати реальної потужності збільшуються із-за незбалансованого навантаження. Таким чином, феномен незбалансованості розподільної системи був в центрі уваги досліджень в останні десятиліття [27]. Ця проблема в розподільних мережах існує як в трьох дротяних, так і в чотирьох дротяних системах через те, що навантаження включаються і вимикаються кінцевими користувачами.

Профілі параметрів, такі як напругу, струми, потужності по фазах збираються інтелектуальними приладами обліку і передаються на сервер. Ці параметри точно показують завантаження кожної фази мережі в часі. Проаналізувавши зміни цих параметрів в часі не складе труднощів перерозподілити споживачів по фазах і забезпечити оптимальне завантаження симетрію навантажень, що забезпечує, велику частину часу.

### **3.7 Контроль показників якості електроенергії**

Сучасні інтелектуальні прилади обліку мають широкі можливості по виміру і фіксації значень показників якості електроенергії. Нині, при зверненні споживача в мережеву організацію із скаргою на якість електроенергії. Служба метрології повинна встановити безпосередньо на устаткуванні споживача або на найближчому до нього устаткуванні мережевої організації, прилад для виконання вимірювань ПЯЕ.

Сучасні електронні пристрої і промислове устаткування є сильними джерелами перешкод і здатні погіршувати якість електроенергії. У випадку з невеликими виробництвами при новому технологічному приєднанні прилад обліку, як правило, повинен встановлюватися на межі розділу, якою є опора. Для цього застосовуються пункти комерційного обліку (ПКО). Високовольтна шафа встановлюється на опорі  $ПЛ - 6 - 10кВ$ , а внизу встановлюється низьковольтна шафа, в якій розміщується прилад обліку.

Установка споживачам лічильників  $TE - 3000$  з дистанційною передачею даних дозволить контролювати ПЯЕ постійно без виїзду фахівців і установки додаткового устаткування на місці.

При впровадженні такого підходу, якщо в мережеву організацію звернеться споживач із скаргою або мережева організація сама зафіксує у такого споживача перевищення допустимого рівня ПЯЕ, то не буде необхідності виїжджати для виміру. Якщо винуватець споживач, то він може не включати устаткування, яке є джерелом перешкод в період, коли робитиметься вимір параметрів стандартним устаткуванням і методом. У разі ж установки інтелектуального приладу безпосередньо на межі з таким абонентом, у мережевої організації вже будуть тренди даних ПЯЕ. Використовуючи відомі методики і отримані шляхом вимірів дані про параметри мережі, можна визначити винуватця в погіршенні якості електроенергії дистанційно.

### **3.8 Контроль температури приладів обліку**

Інтелектуальні прилади обліку окрім електричних величин вимірюють температуру усередині корпусу. Температура, як і профіль потужності, фіксується в трендах даних за період усереднювання від 1 до 30 хв. На перший погляд цей параметр не несе корисної інформації електроенергії, що відноситься до споживання, і їм часто нехтують.

Значення температури кожного лічильника з тисячі надає важливі дані, про те в яких умовах він експлуатується. Частими випадкам виходу лічильника з ладу

буває слабо затягнутий контакт в клемній колодці. З часом в місці контакту алюмінієвого дроту з клемником лічильника, при недостатньому затягуванні сила контакту слабшає і виникає перехідний опір, що збільшується. Оскільки кількість теплоти, що виділяється в атмосферу, залежить від квадрата струму і опору те лічильник може сильно нагріватися і в результаті згоріти. Зіставляючи температури усіх лічильників з температурою зовнішнього повітря і їх навантаженнями, то такий моніторинг дозволити визначати аномально гарячі прилади і своєчасно робити їх технічне обслуговування.

### **3.9 Висновки до розділу 3**

Розроблені алгоритми на основі даних моніторингу і їх застосування на практиці для підвищення ефективності передачі електроенергії по мережах.

Алгоритм контролю потужності знову приєднуваних споживачів і її облік при розрахунку завантаження КТП враховує поточне завантаження підстанції і прогнозує навантаження з урахуванням нових споживачів на основі аналізу профілів потужності. Алгоритм визначення не технічних втрат в мережі. Заснований на розрахунку падіння напруги до кожного споживача, де за поточними параметрами мережі у разі перевищення розрахункового рівня втрат потужності над фактичним вимірним рівнем на інтервалі часу 30 хв.

Збір значень параметрів мережі по фазах дозволяє виявити наявність не симетрії навантажень, що викликає додаткові втрати в електромережевому обладнанні.

## **4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ**

### **4.1 Безпека праці електромонтера по обслуговуванню трансформаторних підстанцій і розподільних пунктів**

До робіт на трансформаторних підстанціях і в розподільних пунктах пред'являються підвищені вимоги у безпеці праці. Ще до призначення на самостійну роботу електромонтерові необхідно пройти навчання безпечним методам праці, ввідний інструктаж по безпеці праці, первинний інструктаж на робочому місці, первинну перевірку знань ПТБ, ПТЕ, правил пожежної безпеки і інструкцій в об'ємі необхідному для цієї професії, дублювання в течії декількох змін під керівництвом досвідченого наставника. І тільки після проходження усіх східців підготовки електромонтер може приступити до самостійної роботи.

В процесі роботи електромонтер по обслуговуванню трансформаторних підстанцій і розподільних пунктів повинен проходити повторні інструктажі (не рідше за 1 раз в місяць), спеціальну підготовку (не рідше за 1 раз в місяць), контрольне протиаварійне тренування (не рідше за 1 раз в 3 місяці), контрольне протипожежне тренування (не рідше за 1 раз в підлогу року), періодичну перевірку знань ПТБ, ПТЕ, правил пожежної безпеки і інструкцій (1 раз на рік), а також медичний огляд - 1 раз в 2 роки.

Велике значення надається екіпіровці. Це спеціальний одяг і взуття, захисна каска, протигаз, захисна маска або окуляри, а у разі потреби - запобіжний монтерський пояс. Особлива розмова про інструменти. Вони мають бути справні і знаходитися на своїх місцях.

Інструмент з ізолюючим руків'ям в процесі експлуатації піддається періодичним електричним випробуванням. Захисні засоби мають бути випробувані і мати штамп з вказівкою терміну придатності. Електромонтерові необхідно пам'ятати, що від справності приладів і інструментів, спецодягу і пристосувань залежить його життя.



Майстерня ділянки - це постійне робоче місце електрика. Тут треба дотримуватися порядку, усьому має бути своє місце. Перед початком роботи необхідно прибрати зайві предмети, відрегулювати місцеве освітлення так, щоб робоча зона була досить освітлена, але, при цьому, світло не зліпило ока.

Основна робота, яка проводиться на трансформаторній підстанції, - це планово-запобіжні ремонти, періодичні і позачергові огляди. Більшість робіт по профілактичному обслуговуванню і ремонту трансформаторних підстанцій і розподільних пунктів здійснюються з відключенням електроустаткування.

Ці роботи вимагають ретельно підготовки робочого місця, при якій мають бути виконані організаційні і технічні заходи, спрямовані на безпечне виконання робіт. Для цього майстер оформляє наряд з призначенням відповідальних осіб за безпечне виконання робіт. Залежно від групи по електробезпеці, досвіду, досвіду електроустановки і складності схеми електрик може бути призначений в якості того, що допускає, виконавця робіт або члена бригади.

Що допускає або виконавець робіт отримавши від майстра наряд або усне розпорядження знаками бригаду зі змістом роботи, залежно від якої підбираються необхідні спецодяг, захисні засоби, інструменти, пристосування і матеріали. Підготувавши усе необхідне бригада вирушає до місця проведення робіт.

По прибуттю на місце бригада отримує дозвіл на підготовку робочого місця і на допуск від чергового. Ні в якому разі не можна давати такий дозвіл заздалегідь. Дозвіл на підготовку робочого місця і на допуск оформляється в наряді. Підготовку робочого місця робить той, що допускає спільно з виконавцем робіт.

Для підготовки робочого місця при роботі що вимагає зняття напруги необхідно зробити вказані в наряді перемикання в електроустановці. У електроустановках з кожного боку звідки може бути подана напруга на робоче місце має бути видимі розрив, що утворюється від'єднанням шин і дротів, відключенням комутаційних апаратів, зняттям запобіжників. Усі відключення тут виконують в діелектричних рукавичках.

Знімати і встановлювати запобіжники слідуює при знятій напрузі, але якщо обставини не дозволяють зробити це, то необхідно скористатися ізолюючими кліщами, штангою із застосуванням рукавичок і захисних окулярів. Після того, як комутаційна апаратура відключена необхідно вжити заходи, що перешкоджають її мимовільному включенню, тобто вимикачі навантаження, ручні приводи у відключеному стані закриваються на замок.

Після виконаних вище дій, необхідно перевірити справність показчика напруги за допомогою спеціальних приладів або струмоведаччих частин тих, що свідомо знаходяться під напругою, а потім за допомогою його ще раз переконатися у відсутності напруги.

У електроустановках напругою більше 1000 В використати показчик напруги необхідно в діелектричних рукавичках. У електроустановках понад 1000 В перевіряти відсутність напруги дозволяється одному працівникові з чергового або оперативно-чергового персоналу з 4 групою по електробезпеці, а в електроустановках до 1000 В з 3 групою. Тут для перевірки відсутності напруги можна використати двополюсний показчик фазної і лінійної напруги.

Електроустановка заземляється шляхом включення заземляючих ножів або установкою переносних заземлень. Їх спочатку приєднують до заземляючого пристрою, а потім, після перевірки відсутності напруги, встановлюють на струмоведаччі частини.

У електроустановках понад 1000 В заземлення встановлюються двома працівниками - одним з 4 групою по електробезпеці з числа оперативного персоналу, іншим з 3 групою по електробезпеці. Застосування діелектричних рукавичок і ізолюючої штанги обов'язкове! Затиски переносних заземлень слід закріплювати за допомогою штанги або безпосередньо руками в діелектричних рукавичках.

На підготовлених робітниках місцях вивішуються плакати "Працювати тут". Що залишилися під напругою струмоведаччі частини захищаються і вивішуються плакати "Стій. Напруга".

Отже, підготовка робочого місця закінчена. Первинний допуск бригади по нарядах і розпорядженнях повинен проводитися безпосередньо тут же на робочому місці. При цьому той, що допускає зобов'язаний перевірити відповідність складу бригади вказаному в наряді по іменних посвідченнях, довести бригаді відсутність напруги, показом заземлень або перевіркою відсутністю напруги і подальшим дотиком рукою до токоведущим частин якщо заземлення не видно з робочого місця, провести цільовий інструктаж виконавцеві робіт, що спостерігає і членам бригади, що передбачає вказівки по безпечному виконанню конкретної роботи.

Виконавець робіт зі свого боку також повинен провести цільовий інструктаж членам бригади. Без проведення цільового інструктажу і реєстрації його в наряді при первинному допуску до роботи забороняється. Допуск оформляється таким, що допускає і виконавцем робіт в наряді з вказівкою дати і часу. Після допуску нагляд за дотриманням бригадою вимог безпеки покладається на виконавця робіт. Він повинен вести контроль за бригадою, знаходиться, по можливості, на ділянці робочого місця, де ведеться найбільш небезпечна робота.

Після повного закінчення роботи по наряді виконавець робіт повинен видалити бригаду з робочого місця, спільно з тим, що допускає зняти встановлені обгороджування, плакати, заземлення. Повне закінчення робіт оформляється в наряді. Після цього, слід повідомити працівника, що видав дозвіл на підготовку робочого місця і на допуск про повне закінчення роботи для можливості включення електроустановки.

Включення електроустановки виконує з числа оперативного і оперативно-ремонтного персоналу, що входить в склад бригади. Це може бути особа, що дає допуск або виконавець робіт. Після цього необхідно прибути в диспетчерську і здати наряд, а після закінчення робочого дня привести в порядок майстерню і спецодяг.

## 4.2 Принципи і заходи підвищення стійкості функціонування об'єктів економіки

Доцільною межею підвищення стійкості може вважатися значення параметра вражаючого чинника, що викликає такі міри і характер руйнувань (ушкоджень) на об'єкті, при яких його відновлення буде реальним. Наприклад, якщо основний цех об'єкту при  $\Delta P_{\text{ф}} = 30$  кПа отримає руйнування, при яких випуск продукції не може бути налагоджений, то підвищення стійкості інших елементів об'єкту вище за цю межу недоцільно. Межу стійкості об'єкту необхідно підвищувати саме до межі стійкості цього цеху. Проте якщо доведеться при цьому підвищувати межі стійкості багатьох елементів, що зажадає значних матеріальних витрат, то доцільну межу необхідно зменшити.

Перерахуємо основні принципи підвищення стійкості — функціонування промислових об'єктів.

1. Стійкість об'єкту має бути такою, щоб забезпечувалося його функціонування як у військовий, так і в мирний час в умовах НС природного і техногенного характеру з обліком можливості терористичних дій.

2. Підвищення стійкості функціонування повинне здійснюватися на усіх об'єктах незалежно від їх форми власності і профілю.

3. Усі заходи по підвищенню стійкості функціонування об'єкту повинні здійснюватися завчасно.

4. Планування і здійснення заходів по підвищенню стійкості функціонування об'єктів повинні проводитися з урахуванням економічних, природних особливостей території і міри реальної небезпеки виникнення НС.

5. Підвищення стійкості функціонування об'єктів повинне здійснюватися силами і засобами об'єктів, міністерств і відомств, органів місцевого самоврядування, органів виконавчої влади. При недоліку вказаних сил і засобів притягуються сили і засоби державного рівня.

6. Підвищення стійкості об'єкту повинне забезпечити рівностійкість усіх елементів об'єкту.

7. Підвищення стійкості об'єкту повинне здійснюватися до доцільної межі. На основі цих принципів розробляються заходи підвищення стійкості функціонування об'єкту.

Стійкість об'єкту підвищується:

- шляхом збільшення надійності системи захисту робітників і службовців об'єкту;
- підвищення стійкості інженерно-технічного комплексу об'єкту (його фізичній стійкості);
- виключення або обмеження ураження від вторинних чинників;
- забезпечення надійності управління і матеріально-технічного постачання;
- підготовки об'єкту до відновлення.

Організаційні заходи включають підтримку в постійній готовності системи сповіщення; будівництво на об'єкті притулків для укриття найбільшої працюючої зміни у військовий час і ПРУ в заміській зоні для відпочиваючої зміни і членів сімей робітників і службовців. Плануються і виконуються підготовчі роботи (створюються запаси будівельних матеріалів і конструкцій) по будівництву БВУ на об'єкті і ПРУ в заміській зоні. Виробничий персонал і членів їх сімей готують до розосередження і евакуації в заміську зону. На об'єкті накопичують, зберігають і підтримують в готовності ЗІЗ. Робітників і службовців навчають діям з сигналів сповіщення, формування ЦЗ готують до проведення аварійно-рятувальних і інших невідкладних робіт.

Інженерно-технічні заходи включають себе ряд дій. У промислових будівлях масивні перекриття міняють на легші; а важкі дахи — на м'яку покрівлю з вогнетривких матеріалів. Низькі промислові будівлі обваловують землею, посилюють стіни, встановлюють додаткові опори для перекриттів. Високі споруди (колони, етажерки, вишки та ін.) встановлюють на потужніші фундаменти, закріплюють їх відтяжками, «здатними витримати швидкісний натиск ударної хвилі. Надійно кріплять трубопроводи, укладені на естакадах, зміцнюють естакади урівноважуючими розтяжками. Влаштовують підземні

сховища для ємностей з отруйними і легкозаймистими речовинами, заглиблюють їх в ґрунт або обваловують, встановлюють ребра жорсткості для підвищення механічної міцності місткостей. Розміщують важке устаткування на нижніх поверхах, міцно закріплюють верстати на фундаментах. Найбільш цінне і нестійке до ударів устаткування розміщують у будівлях з підвищеними характеристиками міцності або в спеціальних захисних спорудах, а менше цінне устаткування — у будівлях павільйонного типу, що окремо стоять, руйнування яких не вплине на його збереження. Комунально-енергетичні мережі і технологічні комунікації заглиблюють або розміщують на низьких естакадах і обваловують ґрунтом. У вибухонебезпечних приміщеннях встановлюють пристрої, що локалізують вибух (панелі, вибухові клапани та ін.). Легкозаймісті конструкції просочують вогнетривкими розчинами, фарбують і обмазують різними запобіжними і вапняними розчинами. Створюють дублюючі джерела електроенергії, води, пара, газу. Також здійснюються технологічні заходи. Максимально скорочують час на зупинку процесу виробництва або підготовку до переходу на знижений режим роботи. Розробляють технологічний процес, що передбачає у військовий час заміну отруйної і легкозаймистої сировини менш отруйним і менш горючим. Розробляють і будують установки по утилізації факельних скидань, що дозволяють забезпечити світломаскування і безаварійну зупинку підприємства. Проводять заходи по запобіганню розливу отруйних і горючих речовин при ушкодженні сховищ і комунікацій. 225 Скорочують запаси сировини і зберігають його поза підприємством в цистернах на спеціальних майданчиках. Видаляють склади від основних цехів на 1,5-3,0 км, використовують для зберігання і укриття сировини підземні і напівпідземні сховища. Розосереджують запаси сировини і готової продукції, окремо зберігають речовини, які утворюють вибухонебезпечні, самозаймісті суміші і шкідливі гази. Створюють запаси дегазуючих речовин поблизу сховищ небезпечних шкідливих речовин.

## ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

В даній роботі здійснено розробку та впровадження технічних заходів щодо оптимізації роботи трансформаторної підстанції 110/10 кВ.

Отримані наступні результати:

1. Використання перспективних систем моніторингу параметрів об'єктів електромережевого господарства останнім часом стало особливо актуальним, оскільки, по-перше, істотно зросла вартість збитку при великих аваріях, а по-друге - у зв'язку зі зменшенням надійності енергосистем внаслідок сильного зносу, як використовуваного устаткування, так і дротяних ліній.

2. Впровадження технічних рішень і використання розроблених алгоритмів, приведених в цій роботі, дозволить підвищити енергетичну ефективність не лише електромережевого комплексу ПС 110/10 кВ але і усієї інфраструктури електричних мереж України.

3. Розділення електричної мережі за допомогою установки вимірювальних комплексів на усіх приєднаннях кожної окремої електроустановки дозволить здійснювати моніторинг і контроль стану цього елемента мережі. При кожному відхиленні від заданого режиму роботи персонал мережевої організації матиме в розпорядженні усю необхідну інформацію для ухвалення оптимального рішення. Слід боротися не з наслідками, а з причинами виникнення втрат електроенергії.

3. Безпосередній вимір параметрів електроенергії на кінцевому устаткуванні дозволить зрозуміти, де знаходяться слабкі місця мережі і устаткування працює з низьким ККД. Застосування даних моніторингу параметрів мережі при розрахунках втрат електроенергії в елементах електромережевого комплексу дозволить раціонально планувати реконструкцію і модернізацію устаткування.

4. Розроблений алгоритм обліку навантаження нових споживачів при технологічному приєднанні забезпечить контроль над завантаженням устаткування і підтримку його роботи з максимальною ефективністю.

4. Впровадження приладів обліку електроенергії встановлюваних і вимірюючих параметри мережі безпосередньо на межі балансової приналежності дозволить оперативно реагувати на погіршення якості електроенергії і мінімізувати фінансові збитки енергопостачальної організації від штрафів у зв'язку із скаргами споживачів.

5. Вимір і фіксація з прив'язкою до часу навантажень по кожній фазі в мережах 0,4 кВ дозволить перерозподілити їх найбільш оптимальним чином, що знижує додаткові втрати в устаткуванні із-за несиметричного режиму.

6. Зниження втрат в елементах розподільної мережі - це легкодоступний варіант підвищення ККД процесу передачі електроенергії і зниження викидів, пов'язаних з виробництвом електроенергії.

7. Досягнення в області технологій і розуміння зробили можливим значний приріст ефективності за рахунок інвестицій в поліпшені компоненти мережі. Основне обмеження цієї стратегії носить економічний, а не технічний характер. Важливо, щоб в нових складках системи використовувалися ефективніші компоненти. Проте модернізація і заміна існуючої великої інфраструктури розподілу електроенергії залишиться серйозною перешкодою. Зміни в електроенергетиці, зниження попиту на електроенергію у багатьох областях і усе більш конкурентоздатні альтернативи розподіленої генерації можуть утруднити фінансування нової, ефективнішої мережевої інфраструктури



## ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Концепція побудови smart grid оператора систем розподілу [Електронний ресурс] // ДТЕК. – 2021. – Режим доступу до ресурсу: <https://www.dtek-dnem.com.ua/ua/file/fnQGgP27fLbk?inline=1>.
2. Іванова М. В. Національна бібліотека України імені В. І. Вернадського // Міжнародна наукова конференція «Бібліотека. Наука. Комунікація. Розвиток бібліотечно-інформаційного потенціалу в умовах цифровізації». Київ, 2020. URL: <http://conference.nbu.gov.ua/report/view/id/906> (дата звернення: 09.11.2021).
3. Экономически обоснованный уровень потерь электроэнергии // КВАР. Серпухов, 2020. URL: <http://kvar.su/ekonomicheski-obosnovanniy-uroven-p/> (дата звернення: 09.11.2021).
4. Курашкін С. Ф., Чернецький В. А. SMART GRID – РОЗУМНА ЕЛЕКТРОСИСТЕМА // Зб. наук. праць І Всеукраїнська науково-практична інтернет-конференція пам'яті В. В. Овчарова «Сучасний стан та перспективи розвитку електротехнічних систем» / Таврійський держ. агротехнолог. ун. ім. Д. Моторного. Мелітополь: ТДАТУ, 2020. С. 97.
5. Онуфрийчук А. Цифрові підстанції майбутнього // Сіменс Україна. Київ, 2021. URL: <https://new.siemens.com/ua/uk/kompaniya/realizovani-proekty/infrastructure/tsyfrovi-pidstantsiyi-maybutnoho.html> (дата звернення: 09.11.2021).
6. Іващенко, Є. С., Штефан, А. В., Кубатко, О. В., Харченко, М. О. Дорожня карта створення нових енергетичних мереж з використанням смарт-технологій на регіональному рівні // Вісник Сумського державного університету. Серія Економіка. 2021. № 1. С. 233–243. DOI: 10.21272/1817-9215.2021.1-26
7. Державні будівельні норми України. ДБН Б.2.2-12:2019 Планування і забудова територій. Київ, 2019. 177 с.

8. Пристрій збору та передачі інформації УСПД164-01Б // Енергоміра: [Веб-сайт]. Харків, 2020. URL: <https://shop.energomera.kharkov.ua/uspd164-01b> (дата звернення: 09.11.2021).
9. Силовой кабель среднего напряжения NA2XS(F)2Y, 6/10 кВ, 12/20 кВ, 18/30 кВ // Сівакс: [Веб-сайт]. Київ, 2020. URL: <https://sivax.ua/shop/kabeli-i-provoda/silovye-kabeli/silovoy-kabel-Helukabel-NA2XSF2Y.html> (дата звернення: 15.11.2021).
10. Побудова та експлуатація електричних мереж. Технічна політика // Міністерство енергетики України: [Веб-сайт]. Київ, 2012. URL: [http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/control/uk/publish/article?art\\_id=227966&cat\\_id=104126](http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/control/uk/publish/article?art_id=227966&cat_id=104126) (дата звернення: 15.11.2021).
11. Дед А.В. Разработка алгоритма расчета потерь мощности в четырехпроводной трехфазной сети при несимметричной нагрузке / А.В. Дед // Омский научный вестник. Сер. Приборы, машины и технологии. 2016. № 5 (149). С. 101–104.
12. Русов, В. А. "Мониторинг сухих и маслонаполненных распределительных трансформаторов 6-35 кВ в условиях цифровых подстанций." Энергоэксперт 1 (2019): 44-47.
13. Петрова Е.В. Учет температурной зависимости сопротивления неизолированного провода при выборе мероприятий по снижению потерь энергии на примере компенсации реактивной мощности / Е.В. Петрова, В.Н. Грюнов, С.С. Гришин, Д.Е. Христич // Научные проблемы транспорта Сибири и Дальнего Востока. 2013. № 1. С. 284–291.
14. Bansal, N. O., S. Mohan, and N. P. Agrawal. "A critical analysis of distributed generation and its implications." International Conference on Renewable Energy, Jaipur. 2011.
15. КОДЕКС СИСТЕМ РОЗПОДІЛУ /Затверджений Постановою НКРЕКП 14.03.2018 № 310/ Урядовий кур'єр, 18.04.2018, № 75.– 123 с

16. Луценко, І. М., Є. В. Кошеленко, and П. С. Циган. "Підвищення точності вибору та ефективності використання силових трансформаторів розподільчих мереж.

17. Мартиненко, В. І. Дослідження ефективності автоматизованої системи комерційного обліку електроенергії побутових споживачів / В. І. Мартиненко, Д. О. Босий // Електрифікація транспорту, 2018. – № 15, – С. 99-108.

18. Основи моніторингу в електроенергетиці. Про поняття моніторингу / Б.С. Стогній, М.Ф. Сопель // Технічна електродинаміка. – 2013. – № 1. – С. 62–69. 1

19. Тульчинская Я.И. Оценка эффективности применения трансформаторов с низким коэффициентом загрузки / Я.И. Тульчинский // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2012. № 5. С. 580–590. URL: [http://ogbus.ru/files/ogbus/authors/Tulchinskaya/Tulchinskaya\\_4.pdf](http://ogbus.ru/files/ogbus/authors/Tulchinskaya/Tulchinskaya_4.pdf)

20. Тульчинская Я.И. Оценка эффективности применения трансформаторов с низким коэффициентом загрузки / Я.И. Тульчинская // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело» [Электронный ресурс]. – 2012. №05. – Режим доступа: <http://ogbus.ru/article/view/ocenka-effektivnosti-primeneniya-transformatorov-s-nizkim-koefficientom-zagruzki> (Дата звернення: 21.11.2021).

21. Грачева Е.И. Учет потерь холостого хода трансформаторов в период эксплуатации при расчете потерь электроэнергии в распределительных сетях / Е.И. Грачев, О.В. Наумов, Р.Р. Садыков // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. 2016. № 1–2. С. 53–63.

22. Космыль А.В. Застосування систем моніторингу ЛЕП / А.В. Космыль, Д.Ю. Романович, С. А. Коростелева, П. А. Чепухина, С. М. Чеканаускене // V Всеросійська науково-технічна конференція студентів, магістрантів, аспірантів (Тольятті, 12-13 листопада 2019 року) : збірка праць / отв. за вып. В. В. Вахнина. - Тольятті: Вид-во ТГУ, 2019. - 1 оптичний диск. / Стр.89- 95

23. Кулик, В. В., О. Б. Бурикін, and В. М. Пірняк. "Комплексне оцінювання ефективності встановлення додаткових джерел реактивної потужності у розподільних електричних мережах." Вісник Київського національного університету технологій та дизайну. Серія: Технічні науки 4 (2018): 103-111.

24. М.С. Сегеда «Електричні мережі та системи». Підручник - Львів. Видавництво Національного університету «Львівська політехніка», 2007.

25. Яндульський, О. С., О. В. Тимохін, and А. О. Тимохіна. "Підвищення ефективності автоматичного частотного розвантаження енергосистеми." Наукові вісті Національного технічного університету України Київський політехнічний інститут 1 (2013).

26. Баланс електроенергії і втрати [Електронний ресурс] URL: [https://www.mrskcp.ru/for\\_consumers/electric\\_power\\_transmission/electric\\_capacity\\_balance/](https://www.mrskcp.ru/for_consumers/electric_power_transmission/electric_capacity_balance/) (дата звернення 24.11.2021).

27. Катюха І. А. Прогнозні моделі електричних навантажень розподільчих мереж в умовах невизначеності вихідної інформації [Електронний ресурс] : автореф. дис. ... канд. техн. наук : спец. 05.14.02 / Ігор Анатолійович Катюха ; [наук. керівник Овчаров В. В.] ; Нац. техн. ун-т "Харків. політехн. ін-т". – Харків, 2017. – 19 с. – Бібліогр.: с. 15-16. – укр.

28. Правила улаштування електроустановок. - Видання офіційне. Міненерговугілля України. - Х. : Видавництво "Форт", 2017. - 760 с.

29. Буняк, О., Бабюк, С., & Сисак, І. (2019). Інтелектуальний пристрій автоматичного регулювання параметрів електомережі. Матеріали IV Міжнародної науково-технічної конференції „Теоретичні та прикладні аспекти радіотехніки, приладобудування і комп’ютерних технологій “присвячена 80-ти річчю з дня народження професора ЯІ Проця, 268-270.

30. Orobchuk, B., Sysak, I., Babiuk, S., Rajba, T., Karpinski, M., Klos-Witkowska, A., ... & Gancarczyk, J. (2017, September). Development of simulator automated dispatch control system for implementation in learning process. In 2017 9th IEEE International Conference on Intelligent Data Acquisition and Advanced

Computing Systems: Technology and Applications (IDAACS) (Vol. 1, pp. 210-214).  
IEEE.

31. Євтух, П. С., Буняк, О. А., Бабюк, С. М., & Сисак, І. М. (2017). Застосування розрахункових поправок у процедурі автоматичної компенсації систематичних похибок. Матеріали XX наукової конференції Тернопільського національного технічного університету імені Івана Пулюя, 160-161.

32. Завадський Б. , Семенчук І. , Ярчення М. Модернізація обладнання підстанцій // Зб. наук. праць / Терн. нац. тех. універ. ім. І.Пулюя.. Тернопіль, 2021. С. 56.

33. Бабюк С. , Клебан К. , Танасійчук В. Шляхи підвищення надійності електропостачання // Зб. наук. праць / Терн. нац. тех. універ. ім. І.Пулюя. Тернопіль, 2021. С. 61.

34. Гандзюк М.П., Желібо Є.П., Халімовський М.О. Основи охорони праці: Підручник. 5-е вид. / За ред. М.П. Гандзюка. - К.: Каравела, 2011. - 384 с.