

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
СУМСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ АГРАРНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
Інженерно-технологічний факультет
Кафедра енергетики та електротехнічних систем

До захисту
Допускається
Завідувач кафедри енергетики та
електротехнічних систем

доцент Чепіжний А.В.

ДИПЛОМНА РОБОТА
за магістерським рівнем вищої освіти

На тему: «Підвищення надійності головної знижувальної
підстанції 110/6 кВ промислового підприємства»

Виконав

(підпис)

Крекотень О. А.
(прізвище, ініціали)

Група

ЕТЕС 2301м

(Науковий) керівник:

(підпис)

Савойський О. Ю.
(прізвище, ініціали)

Суми – 2024

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
СУМСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ АГРАРНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
Інженерно-технологічний факультет
Кафедра енергетики та електротехнічних систем

Ступінь вищої освіти «Магістр»

Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

«ЗАТВЕРДЖУЮ»

завідувач кафедри енергетики та
електротехнічних систем

доцент _____ Чепіжний А.В.
(підпис, вчене звання, прізвище, ініціали)

« _____ » _____ 202__ року

ЗАВДАННЯ
НА ДИПЛОМНУ РОБОТУ
ЗДОБУВАЧУ ВИЩОЇ ОСВІТИ

Крекотня Олександра Анатолійовича
(прізвище, ім'я та по батькові)

1. Тема роботи: Підвищення надійності головної знижувальної підстанції 110/6 кВ промислового підприємства

керівник роботи: ст. викладач Савойський Олександр Юрійович

(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затверджено наказом по закладу вищої освіти від «26» 02 2024 р. № 572/ос

2. Термін подання здобувачем закінченої роботи «11» 11 2024 р.

3. Вихідні дані до роботи: річні звіти базового підприємства, нормативно-технічна документація, наукові та літературні джерела

4. Зміст пояснювальної записки (перелік питань, що підлягають розробці):

1. Огляд стану проблеми

2. Поточний стан трансформаторних підстанцій, оцінка надійності трансформаторів

3. Заходи щодо підвищення надійності роботи головної знижувальної підстанції

4. Охорона праці.

5. Економічне обґрунтування.

Висновки та пропозиції

Список використаної літератури.

Додатки

5. Перелік графічного (ілюстративного) матеріалу:

Презентаційний матеріал виконаний в програмі Power Point

6. Консультанти розділів роботи:

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата

КАЛЕНДАРНИЙ ГРАФІК

№ з/п	Назва етапів дипломної роботи	Термін виконання етапів роботи	Примітки
1	Аналіз літературних джерел з обраної тематики	до 15.08.2024 р.	
2	Складання плану роботи	до 23.08.2024 р.	
3	Написання вступу	до 26.08.2024 р.	
4	Підготовка розділу «Розділ 1»	до 28.08.2024 р.	
5	Підготовка розділу «Розділ 2»	до 16.09.2024 р.	
6	Підготовка розділу «Розділ 3»	до 14.10.2024 р.	
7	Підготовка розділу «Розділ 4» та «Розділ 5»	до 21.10.2024 р.	
8	Написання висновків та пропозицій	до 28.10.2024 р.	
9	Подання роботи на перевірку унікальності до експертної ради факультету	до 01.11.2024 р.	
10	Подання роботи на рецензування	до 05.11.2024 р.	
11	Подання до попереднього захисту	до 12.11.2024 р.	

Здобувач вищої освіти

(підпис)

(Крекотень О. А.)

(прізвище, ініціали)

**(Науковий) керівник
дипломної роботи**

(підпис)

(Савойський О. Ю.)

(прізвище, ініціали)

Реферат

Підвищення надійності головної знижувальної підстанції 110/6 кВ промислового підприємства. Дипломна робота / Кречотень Олександр Анатолійович – Суми: СНАУ, 2024 р. – 78 с.

Об'єктом досліджень є трансформаторна підстанція.

Предметом досліджень є засоби підвищення надійності роботи трансформаторної підстанції.

Метою роботи є вивчення способів підвищення надійності головної знижувальної трансформаторної підстанції, а також вибір найефективніших.

Завданнями роботи є вивчення небезпеки експлуатації трансформаторних підстанцій понад нормативний термін, ушкодження трансформаторів, пов'язані з цим; проведення досліджень на прикладі окремих трансформаторів, в результаті яких потрібно дізнатися, які показники погіршуються через збільшення терміну експлуатації; на підставі досліджень запропонувати нові способи збільшення терміну експлуатації трансформаторних підстанцій.

Значимість роботи зумовлена тим, що заміна трансформаторів на нові є дуже дороговартісним, і найбільш доцільним виходом із становища є поліпшення їхньої експлуатації та впровадження автоматичного моніторингу.

Ключові слова: ТРАНСФОРМАТОРНА ПІДСТАНЦІЯ, НАДІЙНІСТЬ, МОНІТОРИНГ, СИЛОВИЙ ТРАНСФОРМАТОР, ДІАГНОСТИКА.

Зміст

Вступ.....	7
1. ОГЛЯД СТАНУ ПРОБЛЕМИ.....	9
1.1. Аналіз існуючої схеми електропостачання промислового підприємства.....	9
1.2. Дослідження навантажень силових трансформаторів головної знижувальної підстанції.....	13
1.2.1. Перевірка трансформатора ТРДН-40000/110/6 головної знижувальної підстанції	15
1.2.2. Аналіз енергетичних втрат у силових трансформаторах	19
1.3. Висновки до розділу 1.....	24
2. ПОТОЧНИЙ СТАН ТРАНСФОРМАТОРНИХ ПІДСТАНЦІЙ, ОЦІНКА НАДІЙНОСТІ ТРАНСФОРМАТОРІВ.....	25
2.1. Вплив терміну експлуатації на трансформаторні підстанції.....	25
2.2. Типові види пошкоджень силових трансформаторів.....	27
2.3. Технічне обслуговування та ремонт обладнання трансформаторних підстанцій.....	29
2.4. Основні положення створення систем моніторингу головної знижувальної підстанції	34
2.5. Діагностика та моніторинг обладнання трансформаторних підстанцій...36	36
2.6. Витрати, пов'язані із проведенням ремонтів силових трансформаторів головної знижувальної підстанції	41
3. ЗАХОДИ ЩОДО ПІДВИЩЕННЯ НАДІЙНОСТІ РОБОТИ ГОЛОВНОЇ ЗНИЖУВАЛЬНОЇ ПІДСТАНЦІ.....	42
3.1. Компоненти системи моніторингу силового трансформатора.....	42
3.2. Методи технічної діагностики та удосконалення моніторингу роботи трансформаторів головної знижувальної підстанції	44
3.3. Методи оцінки технічного стану силових трансформаторів.....	47
3.4. Ефективність застосування автоматичної системи діагностики.....	55
3.5. Висновки до розділу 3.....	57

	6
4. ОХОРОНА ПРАЦІ.....	59
4.1. Дія електричного струму на людину.....	59
4.2. Захисні заходи від впливу електричного струму на головній знижувальній підстанції.....	60
4.3. Технічні заходи, що забезпечують безпечні умови виконання робіт.....	63
5. ЕКОНОМІЧНЕ ОБГРУНТУВАННЯ.....	66
ВИСНОВКИ ТА ПРОПОЗИЦІЇ.....	73
Список використаних джерел.....	74

Вступ

Нині питання підвищення надійності системи електропостачання промислових підприємств із безперервним циклом виробництва є одним із ключових для розвитку сучасної енергосистеми України. Адже навіть незначні збої у зовнішньому або внутрішньому електропостачанні можуть порушити складний технологічний процес і призвести до суттєвих матеріальних збитків.

Знижувальні підстанції відіграють ключову роль в енергопостачанні промислових підприємств, забезпечуючи стабільне та безперебійне постачання електроенергії для всіх виробничих процесів. Від надійності роботи таких підстанцій безпосередньо залежить ефективність роботи підприємств, оскільки відключення або перебої в електропостачанні можуть призводити до значних економічних втрат, зупинки виробничих ліній та виходу з ладу технологічного обладнання.

У сучасних умовах підвищені вимоги до якості та безперервності енергопостачання, особливо для промислових підприємств, що використовують високоточні технології, створюють необхідність вдосконалення роботи електроенергетичних об'єктів. Зниження частоти відмов, підвищення рівня автоматизації та впровадження новітніх систем моніторингу і діагностики є важливими напрямками для підвищення надійності роботи підстанцій.

Актуальність дослідження пояснюється необхідністю модернізації енергетичного обладнання та впровадження ефективних технологічних рішень, спрямованих на зниження аварійності та підвищення стійкості системи електропостачання промислових підприємств. Враховуючи значні обсяги енергоспоживання на промислових підприємствах, навіть короткотривалі відключення можуть мати серйозні наслідки для виробництва, а відповідно, і для економіки в цілому.

Метою цієї роботи є розробка заходів з підвищення надійності знижувальної підстанції 110/6 кВ на промисловому підприємстві, що включають аналіз існуючого стану обладнання, виявлення слабких місць у системі

електропостачання та розробку технічних і організаційних рішень для покращення роботи підстанції.

Завдання дослідження:

- провести аналіз технічного стану обладнання підстанції;
- визначити основні фактори, що впливають на надійність роботи підстанції;
- запропонувати технічні рішення для модернізації підстанції та впровадження автоматизованих систем контролю;
- оцінити економічну доцільність впровадження заходів з підвищення надійності.

Об'єкт дослідження – знижувальна підстанція 110/6 кВ промислового підприємства.

Сфера дослідження – способи і заходи підвищення надійності електропостачання промислових об'єктів.

Таким чином, підвищення надійності знижувальна підстанції є важливим етапом забезпечення стабільної роботи промислового підприємства, що дає змогу уникнути втрат, пов'язаних із неплановими відключеннями електроенергії, та підвищити загальну ефективність виробництва.

1. ОГЛЯД СТАНУ ПРОБЛЕМИ

1.1. Аналіз існуючої схеми електропостачання промислового підприємства

У структурі розподільної мережі промислового підприємства є три головні знижувальні підстанції (ідентичні між собою) – ГЗП-1, ГЗП-3 та ГЗП-4, які отримують живлення електроенергією напругою 110 кВ від двох повітряних ліній. Підприємство відноситься до споживачів I-ї категорії. Головна задача ГЗП полягає в зниженні напруги з 110 кВ до 6 кВ двома силовими трифазними двохобмотковими трансформаторами з розщепленою обмоткою НН потужністю по 40000 кВА кожний, з подальшим розподілом електроенергії між споживачами промислового підприємства. В усіх силових трансформаторах встановлено перемикач напруги під навантаженням з автоматичним регулятором.

Проаналізуємо одну з головних знижувальних підстанцій – ГЗП-3. Знижувальна підстанція отримує живлення з ПС «Суми» і ПС «Суми Північна». За місцем розміщення виконана закритою, все обладнання якої розташоване у будівлі. Двоповерхова будівля ГЗП-3 знаходиться на території підприємства.

На другому (верхньому) поверсі підстанції розташована вся комутаційна апаратура на 110 кВ (роз'єднувачі, відокремлювачі, короткозамикачі). За допомогою струмопроводів напруга 110 кВ подається на високовольтні вводи силових трифазних масляних трансформаторів типу ТРДН-40000/110/6 з розщепленою вторинною обмоткою з примусовим охолодженням – обдув вентиляторами, з встановленим РПН, який підключений з боку високої напруги, що знаходяться на першому (нижньому) поверсі, в окремих, огорожених один від одного приміщеннях. Трансформована напруга 6 кВ знімається з вводів нижчої напруги трансформаторів за допомогою жорсткої ошиновки між трансформаторами та розподільними пристроями. Далі електрична енергія розподіляється на шинах РП, які взаєморезервуються, і передається

безпосередньо споживачам. Передача електричної енергії між розподільними пристроями та споживачами здійснюється за допомогою кабельних ліній на 6 кВ.



Рисунок 1.1 – Силовий трансформатор типу ТРДН-40000/110/6

Таблиця 1.1 – Довідникові дані

Тип трансформатора		ТРДН-40000/110/6
Номінальна потужність S_N , МВ·А		40
<i>Каталожні дані</i>		
Номінальне значення напруги U_N , кВ	ВН	115
	НН	6,3-6,3
U_{K3} , %		10,5
P_{K3} , кВт		120
P_{HX} , кВт		36
I_{HX} , %		0,65
<i>Розрахункові дані</i>		
R_T , Ом		1,42
X , Ом		34,7
g , мкСм		2,72
b , мкСм		19,66
Q_{HX} , кВАр		260

Облік електричної енергії здійснюється за допомогою електронних лічильників Indigo+, які підключені до ввідних комірок секцій через трансформатори струму та напруги. Лічильники передають дані на сервер за допомогою модемних ліній зв'язку. Опитування пристроїв відбувається кожні 30 хв. У інтерактивній оболонці доступні графіки активної та реактивної потужності, а також функції обчислення споживання електроенергії за різні часові інтервали та для різних груп лічильників.

Однолінійна схема ГЗП-3

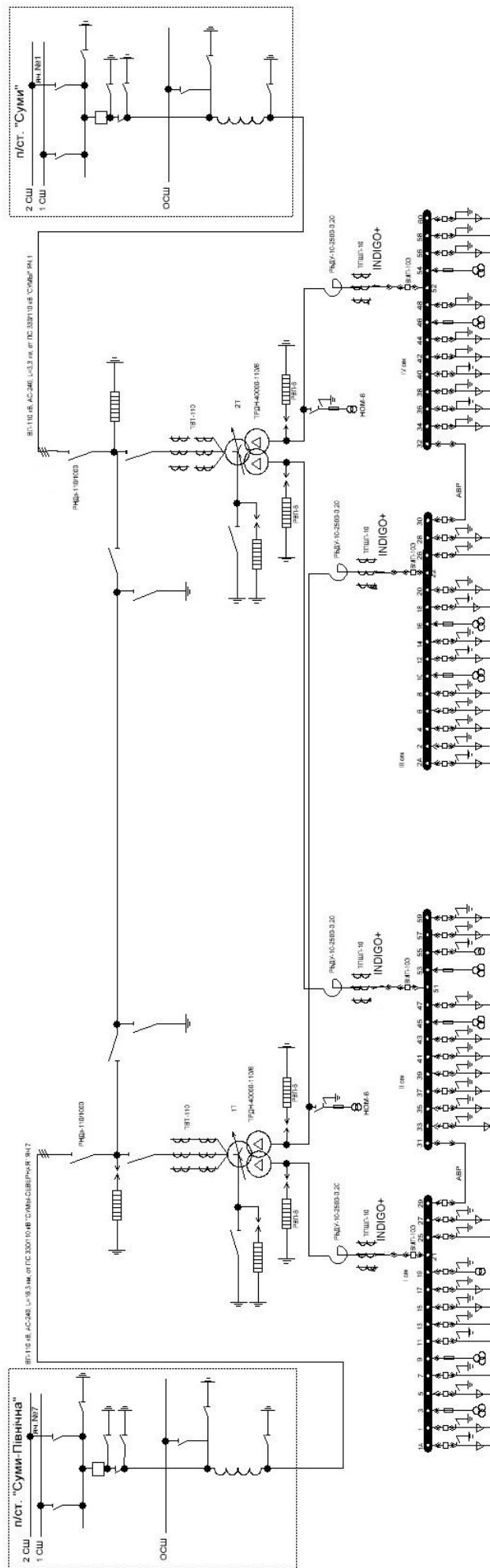


Рисунок 1.2 – Однолінійна схема

1.2. Дослідження навантажень силових трансформаторів головної знижувальної підстанції

Силовий трансформатор – це електричний пристрій, який служить для перетворення електричної енергії з одного рівня напруги на інший, при цьому зміна напруги може бути як у бік зниження, так і підвищення. Здебільшого трансформатори застосовуються для зниження високої напруги, що характерна для електромереж передачі енергії, до низької напруги, придатної для розподільчих мереж і подальшого використання споживачами. Їх використовують і для забезпечення автономного джерела живлення в електронних системах та пристроях. Ключові характеристики трансформатора: коефіцієнт трансформації, потужність, робоча напруга та частотний діапазон.

На досліджуваній головній знижувальній підстанції силові трансформатори виконують функцію перетворення високої напруги, що передається магістральними лініями від підстанцій 330/110 кВ, у необхідну напругу для живлення споживачів (структурних підрозділів) промислового підприємства. Таким чином, аналіз витривалості силових трансформаторів до навантажень у нормальних та аварійних режимах є ключовим етапом для гарантування надійної та безпечної роботи ГЗП. А саме, оскільки силові трансформатори обстежуваної ГЗП ТРДН-40000/110/6 експлуатуються з 70-х років, оцінювання їхньої витривалості до навантажень дозволить виявити потенційні проблеми та ризики, пов'язані з подальшою роботою обладнання.

Графіки добового навантаження є важливим механізмом для аналізу та оцінки ефективності роботи масляних трансформаторів у різні часові проміжки доби. Вони дозволяють виявити зміни навантаження на трансформаторі з часом, ефективність роботи технічного захисту і контролю, а також виявити інші потенційні проблеми, що можуть виникати під час експлуатації.

За період роботи промислового підприємства у 2024 році виділяємо добу з найбільшим за цей рік навантаженням на трансформатори знижувальної підстанції. У даному випадку це 9 жовтня поточного року, в цей же період в

роботі знаходився тільки один з двох трансформаторів – 1Т. Сформуємо таблицю 1.2 з погодинними даними навантаження.

Таблиця 1.2 – Дані погодинного завантаження трансформатора ТРДН-40000/110/6

Дата	Час, год	Реактивна потужність, кВАр	Активна потужність, кВт
09.10.2024	01:00:00	4262,4	5988,0
09.10.2024	02:00:00	4276,8	5798,4
09.10.2024	03:00:00	4560,0	6002,4
09.10.2024	04:00:00	4586,4	6211,2
09.10.2024	05:00:00	4348,8	5980,8
09.10.2024	06:00:00	4137,6	5997,6
09.10.2024	07:00:00	3981,6	6117,6
09.10.2024	08:00:00	3765,6	6117,6
09.10.2024	09:00:00	3525,6	6333,6
09.10.2024	10:00:00	3991,2	7149,6
09.10.2024	11:00:00	4408,8	7725,6
09.10.2024	12:00:00	4382,4	7848,0
09.10.2024	13:00:00	4485,6	7836,0
09.10.2024	14:00:00	4747,2	7924,8
09.10.2024	15:00:00	4555,2	7617,6
09.10.2024	16:00:00	4533,6	7768,8
09.10.2024	17:00:00	4584,0	7718,4
09.10.2024	18:00:00	4567,2	7514,4
09.10.2024	19:00:00	4593,6	7591,2
09.10.2024	20:00:00	4509,6	7447,2
09.10.2024	21:00:00	4644,0	7406,4
09.10.2024	22:00:00	4567,2	7130,4
09.10.2024	23:00:00	4668,0	7080,0
09.10.2024	23:59:59	4656,0	6880,8

1.2.1. Перевірка трансформатора ТРДН-40000/110/6 головної знижувальної підстанції

Визначимо повну потужність (S_i) трансформатора 1Т погодинно, дані для розрахунку в таблиці 1.3:

$$S_i = \sqrt{P_i^2 + Q_i^2} \quad (1.1)$$

Включимо в таблицю 1.3 розраховану повну потужність за кожен годину.

Таблиця 1.3 – Повна погодинна потужність силового трансформатора

Дата	Час, год	Повне навантаження (S_i), кВА
09.10.2024	01:00:00	7350,1
09.10.2024	02:00:00	7205,0
09.10.2024	03:00:00	7538,1
09.10.2024	04:00:00	7721,0
09.10.2024	05:00:00	7394,7
09.10.2024	06:00:00	7286,4
09.10.2024	07:00:00	7299,2
09.10.2024	08:00:00	7183,6
09.10.2024	09:00:00	7248,7
09.10.2024	10:00:00	8188,2
09.10.2024	11:00:00	8895,1
09.10.2024	12:00:00	8988,7
09.10.2024	13:00:00	9029,0
09.10.2024	14:00:00	9237,9
09.10.2024	15:00:00	8875,7
09.10.2024	16:00:00	8994,9
09.10.2024	17:00:00	8977,0
09.10.2024	18:00:00	8793,5
09.10.2024	19:00:00	8872,9
09.10.2024	20:00:00	8706,2
09.10.2024	21:00:00	8741,9
09.10.2024	22:00:00	8467,7
09.10.2024	23:00:00	8480,4
09.10.2024	23:59:59	8308,1

Побудуємо графік для трансформатора ТРДН-40000/110/6 на основі даних таблиці 1.2.

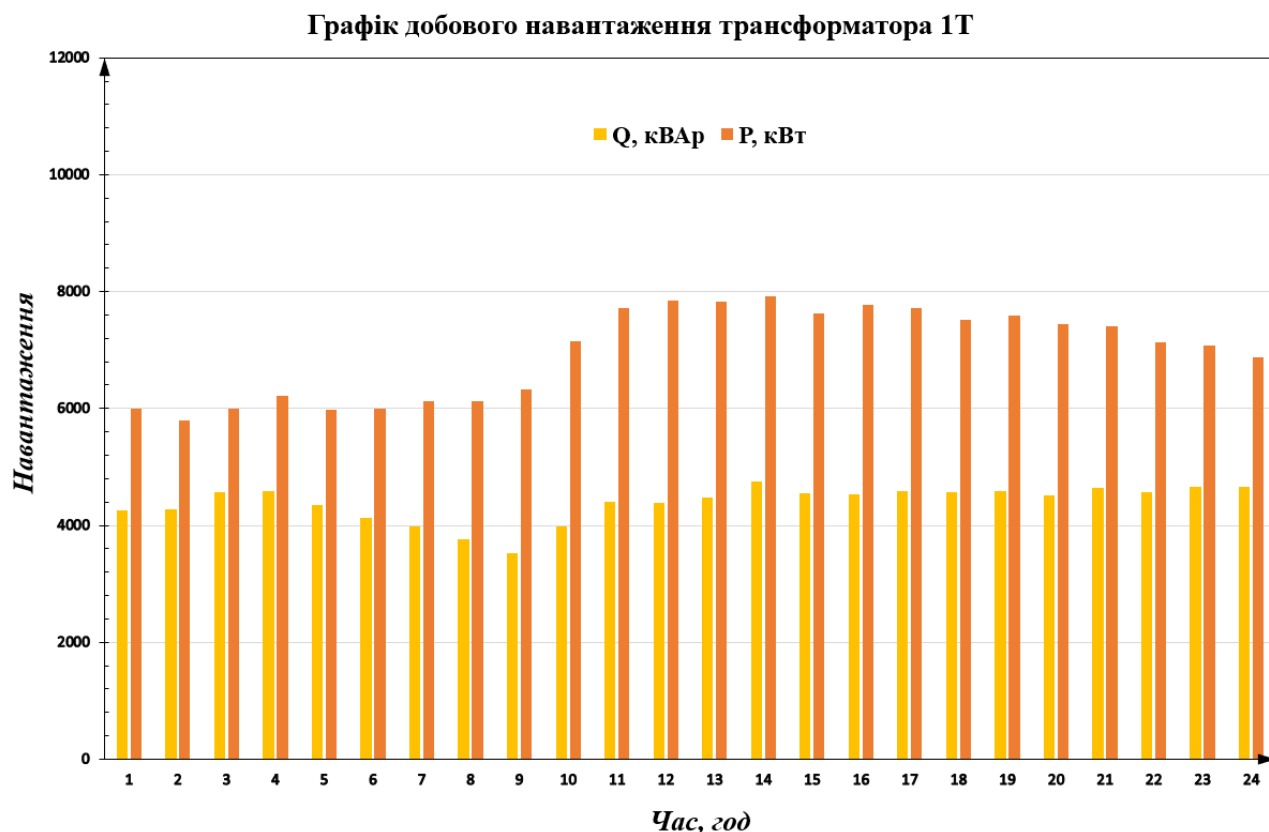


Рисунок 1.3 – Графік добового навантаження ТРДН-40000/110/6

Згідно з графіком, трансформатор 1Т функціонує у стані постійного недовантаження, досягаючи в пікові моменти лише близько 23 % від своєї номінальної потужності.

Наступним кроком знайдемо початкове навантаження еквівалентного графіка трансформатора, використовуючи відповідну формулу.

$$K_I = \frac{1}{S_{\text{НОМ}}} \cdot \sqrt{\frac{S_1^2 \cdot t_1 + S_2^2 \cdot t_2 + \dots + S_n^2 \cdot t_n}{t_1 + t_2 + \dots + t_n}} \quad (1.2)$$

де S_1, S_2, \dots, S_n – навантаження на першій, другій, ..., n -ій ступенях графіка навантаження, які розташовані нижче лінії номінальної потужності трансформатора, а t_1, t_2, \dots, t_n – відповідні тривалості цих ступенів у годинах.

Підставляємо значення з таблиці 1.3 у формулу (1.2):

$$K_I = \frac{1}{40000} \cdot \sqrt{\frac{7350,1^2 \cdot 1 + 7205^2 \cdot 1 + \dots + 8308,1^2 \cdot 1}{24}} = 0,2068$$

Другий ступінь еквівалентного графіка трансформатора визначається за ступенями, розташованими вище лінії номінальної потужності трансформатора. Однак у нашому випадку таких ступенів немає, тому він відсутній.

На основі проведеного аналізу можна дійти висновку, що заміна силового трансформатора є доцільною та виправданою:

- Цей трансформатор експлуатується вже більше 40 років, що свідчить про можливий ступінь його старіння та необхідність постійного ремонту, сервісу. З часом витрати на підтримку працездатності можуть перевищити вартість заміни на нове обладнання. До того ж, тривалий період експлуатації може знижувати рівень надійності та безпеки його роботи, навіть якщо обладнання формально залишається у робочому стані.

- Навантаження трансформатора у пікові періоди становить лише 23 %, що вказує на їхню надлишкову потужність порівняно з поточними потребами промислового підприємства. Це може призводити до зайвих витрат на електроенергію через неефективне використання їхнього енергетичного потенціалу.

Підсумовуючи, можна визначити, що заміна трансформатора ТРДН-40000/110/6 на новий з меншим номіналом, зокрема трифазний двохобмотковий трансформатор з розщепленою обмоткою ТРДН-25000/110/6, може бути економічно вигідним для підприємства та сприяти підвищенню надійності енергопостачання споживачів промислового підприємства.

Таблиця 1.4 – Довідникові дані

Тип трансформатора	ТРДН-25000/110/6
Номінальна потужність S_N , МВ·А	25

<i>Каталожні дані</i>		
Номінальне значення напруги U_H , кВ	ВН	115
	НН	6,3-6,3
U_{K3} , %		10,5
P_{K3} , кВт		120
P_{HX} , кВт		27
I_{HX} , %		0,7
<i>Розрахункові дані</i>		
R_T , Ом		2,54
X , Ом		55,5
g , мкСм		2,04
b , мкСм		13,23
Q_{HX} , кВАр		175

Побудуємо графік повного погодинного навантаження на трансформатор ТРДН-40000/110/6 за даними таблиці 1.3.

Графік повного добового навантаження трансформатора 1Т

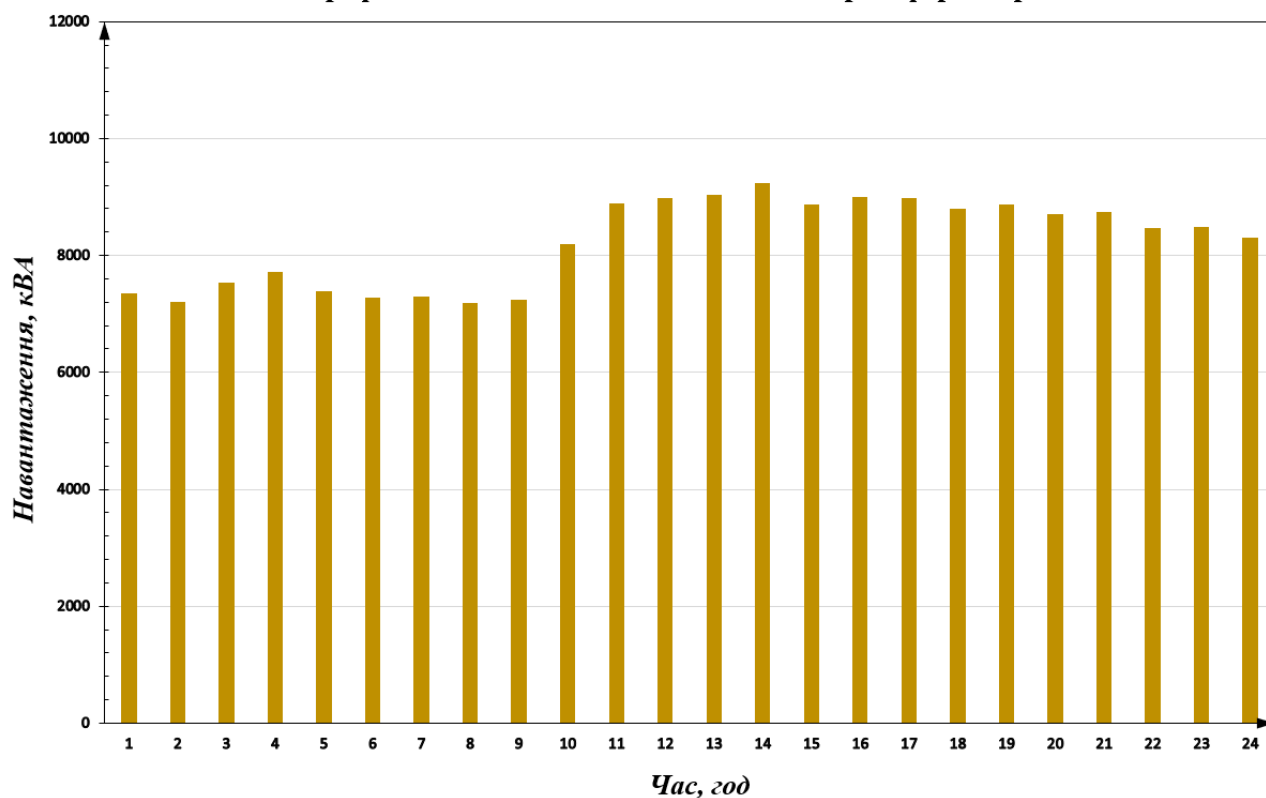


Рисунок 1.4 – Графік повного погодинного навантаження ТРДН-40000/110/6

Вже для трансформатора ТРДН-25000/110/6 знайдемо початкове навантаження еквівалентного графіка трансформатора за формулою (1.2):

$$K_I = \frac{1}{25000} \cdot \sqrt{\frac{7350,1^2 \cdot 1 + 7205^2 \cdot 1 + \dots + 8308,1^2 \cdot 1}{24}} = 0,3309$$

Як зазначалося вище, другий ступінь еквівалентного графіка для нового трансформатора визначається за ступенями, розташованими вище лінії номінальної потужності трансформатора. Однак у нашому випадку таких ступенів немає, тому він теж відсутній для цього трансформатора.

На пікові максимальні перевантаження перевірка трансформаторів не здійснюється через відсутність таких перевантажень.

1.2.2. Аналіз енергетичних втрат у силових трансформаторах

Далі проведемо розрахунок, аналіз і порівняння втрат електроенергії в трансформаторі ТРДН-40000/110/6, який наразі експлуатуються на підприємстві, та трансформаторі ТРДН-25000/110/6, запропонований для заміни. Для проведення розрахунків потрібна інформація про місячне споживання активної та реактивної електроенергії на стороні низької напруги трансформаторів, а також технічні характеристики досліджуваних моделей, зазначені в їх паспорті.

Втрати розраховуватимуться відповідно до Методичних рекомендацій визначення технологічних витрат електричної енергії в трансформаторах і лініях електропередавання [11].

Спершу проаналізуємо енергетичні втрати двообмоткового трансформатора з розщепленою обмоткою нижчої напруги ТРДН-40000/110/6, виходячи з показів лічильників споживання активної та реактивної електроенергії на низьковольтній стороні у жовтні 2024 року.

Таблиця 1.5 – Споживання електроенергії за жовтень 2024 року по обмотках трансформатора

Розщеплені обмотки нижчої напруги	Реактивна потужність, кВАр·год	Активна потужність, кВт·год
1-а обмотка нижчої напруги, НН1	601348,8	1801804,8
2-а обмотка нижчої напруги, НН2	1331256,0	2103016,8

Визначаємо режим роботи трансформатора в жовтні 2024 року:

- час роботи трансформатора під навантаженням T_P дорівнює часу
находження його під напругою T_H

$$T_P = T_H = 737 \text{ год.}$$

Розраховуємо передачу активної та реактивної електроенергії через вищу обмотку трансформатора:

$$W^{(P)}_{ВН} = W^{(P)}_{НН1} + W^{(P)}_{НН2} = 1801804,8 + 2103016,8 = 3904821,6 \text{ кВт·год,}$$

$$W^{(Q)}_{ВН} = W^{(Q)}_{НН1} + W^{(Q)}_{НН2} = 601348,8 + 1331256 = 1932604,8 \text{ кВАр·год.}$$

Квадрат середнього діючого значення сили струму в обмотках трансформатора за розрахунковий період, визначаємо за формулою:

$$I^2 = \frac{(W^{(P)})^2 + (W^{(Q)})^2}{b \cdot T_P^2 \cdot U_H^2} \quad (1.3)$$

де $W^{(P)}$, $W^{(Q)}$ – перетікання відповідно активної і реактивної енергії через обмотку трансформатора за розрахунковий період, кВт·год. (кВАр·год.);

b – коефіцієнт, що дорівнює 3 для трифазного трансформатора;

U_H – номінальна вища напруга трансформатора згідно з таблицею 1.1.

$$I^2_{НН1} = \frac{1801804,8^2 + 601348,8^2}{3 \cdot 737^2 \cdot 115^2} = 167,4 \text{ A}^2,$$

$$I^2_{НН2} = \frac{2103016,8^2 + 1331256^2}{3 \cdot 737^2 \cdot 115^2} = 287,5 \text{ A}^2,$$

$$I^2_{ВН} = \frac{3904821,6^2 + 1932604,8^2}{3 \cdot 737^2 \cdot 115^2} = 880,9 \text{ A}^2.$$

Визначасмо значення активного опору обмоток трансформатора:

$$R_{ВН} = R_T / 2 = 1,42/2 = 0,71 \text{ Ом},$$

$$R_{НН1} = R_{НН2} = R_T = 1,42 \text{ Ом}.$$

Розраховуємо втрати активної електроенергії в обмотках трансформатора за місяць, використовуючи формулу:

$$\Delta W^{(P)} = 3 \cdot I^2 \cdot R_T \cdot k_{\phi}^2 \cdot 10^{-3} \cdot T_p \quad (1.4)$$

де $k_{\phi}^2 = 1,02$ – коефіцієнт форми графіка навантаження трансформатора для тризмінного промислового підприємства за відсутності засобів компенсації реактивної потужності.

$$\Delta W^{(P)}_{НН1} = 3 \cdot 167,4 \cdot 1,42 \cdot 1,02 \cdot 10^{-3} \cdot 737 = 536,1 \text{ кВт}\cdot\text{год},$$

$$\Delta W^{(P)}_{НН2} = 3 \cdot 287,5 \cdot 1,42 \cdot 1,02 \cdot 10^{-3} \cdot 737 = 920,7 \text{ кВт}\cdot\text{год},$$

$$\Delta W^{(P)}_{ВН} = 3 \cdot 880,9 \cdot 0,71 \cdot 1,02 \cdot 10^{-3} \cdot 737 = 1410,5 \text{ кВт}\cdot\text{год}.$$

Обчислимо втрати активної електроенергії в трансформаторі за місяць, за формулою:

$$\Delta W^{(P)}_T = \Delta W^{(P)}_{НН1} + \Delta W^{(P)}_{НН2} + \Delta W^{(P)}_{ВН} + P_{НХ} \cdot T_H \quad (1.5)$$

$$\Delta W^{(P)}_T = 536,1 + 920,7 + 1410,5 + 36 \cdot 737 = 29399,3 \text{ кВт}\cdot\text{год}$$

Визначасмо значення реактивного опору обмоток трансформатора:

$$X_{ВН} = 0,125 \cdot X_T = 0,125 \cdot 34,7 = 4,34 \text{ Ом},$$

$$X_{НН1} = X_{НН2} = 1,75 \cdot X_T = 1,75 \cdot 34,7 = 60,73 \text{ Ом}.$$

Розраховуємо втрати реактивної електроенергії в обмотках трансформатора за місяць, використовуючи формулу:

$$\Delta W^{(Q)} = 3 \cdot I^2 \cdot X_T \cdot k_{\phi}^2 \cdot 10^{-3} \cdot T_p \quad (1.6)$$

$$\begin{aligned}\Delta W^{(Q)}_{\text{HH1}} &= 3 \cdot 167,4 \cdot 60,73 \cdot 1,02 \cdot 10^{-3} \cdot 737 = 22927 \text{ кВАр} \cdot \text{год}, \\ \Delta W^{(Q)}_{\text{HH2}} &= 3 \cdot 287,5 \cdot 60,73 \cdot 1,02 \cdot 10^{-3} \cdot 737 = 39375,9 \text{ кВАр} \cdot \text{год}, \\ \Delta W^{(Q)}_{\text{BH}} &= 3 \cdot 880,9 \cdot 4,34 \cdot 1,02 \cdot 10^{-3} \cdot 737 = 8621,9 \text{ кВАр} \cdot \text{год}.\end{aligned}$$

Обчислимо втрати реактивної електроенергії в трансформаторі за місяць, за формулою:

$$\Delta W^{(Q)}_{\text{T}} = \Delta W^{(Q)}_{\text{HH1}} + \Delta W^{(Q)}_{\text{HH2}} + \Delta W^{(Q)}_{\text{BH}} + Q_{\text{HX}} \cdot T_{\text{H}} \quad (1.7)$$

$$\Delta W^{(Q)}_{\text{T}} = 22927 + 39375,9 + 8621,9 + 260 \cdot 737 = 262544,8 \text{ кВАр} \cdot \text{год}$$

Наступним кроком для порівняння виконаємо аналогічний розрахунок для трансформатора ТРДН-25000/110/6, обраного на заміну чинного трансформатора ТРДН-40000/110/6. Показники спожитої активної та реактивної електроенергії на обмотках нижчої напруги залишаються без змін.

Визначаємо значення активного опору для обмоток трансформатора ТРДН-25000/110/6:

$$R'_{\text{BH}} = R'_{\text{T}} / 2 = 2,54 / 2 = 1,27 \text{ Ом},$$

$$R'_{\text{HH1}} = R'_{\text{HH2}} = R'_{\text{T}} = 2,54 \text{ Ом}.$$

Розраховуємо втрати активної електроенергії в обмотках трансформатора за місяць за формулою (1.4):

$$\Delta W^{(P)}_{\text{HH1}} = 3 \cdot 167,4 \cdot 2,54 \cdot 1,02 \cdot 10^{-3} \cdot 737 = 958,9 \text{ кВт} \cdot \text{год},$$

$$\Delta W^{(P)}_{\text{HH2}} = 3 \cdot 287,5 \cdot 2,54 \cdot 1,02 \cdot 10^{-3} \cdot 737 = 1646,9 \text{ кВт} \cdot \text{год},$$

$$\Delta W^{(P)}_{\text{BH}} = 3 \cdot 880,9 \cdot 1,27 \cdot 1,02 \cdot 10^{-3} \cdot 737 = 2523 \text{ кВт} \cdot \text{год},$$

Обчислимо втрати активної електроенергії в трансформаторі за місяць, за формулою (1.5):

$$\Delta W^{(P)}_{\text{T}} = 958,9 + 1646,9 + 2523 + 27 \cdot 737 = 25027,8 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Визначасмо значення реактивного опору обмоток трансформатора ТРДН-25000/110/6:

$$X_{\text{ВН}} = 0,125 \cdot X_{\text{T}} = 0,125 \cdot 55,5 = 6,94 \text{ Ом,}$$

$$X_{\text{НН1}} = X_{\text{НН2}} = 1,75 \cdot X_{\text{T}} = 1,75 \cdot 55,5 = 97,13 \text{ Ом.}$$

Розраховуємо втрати реактивної електроенергії в обмотках трансформатора за місяць, використовуючи формулу (1.6):

$$\Delta W^{(Q)}_{\text{НН1}} = 3 \cdot 167,4 \cdot 97,13 \cdot 1,02 \cdot 10^{-3} \cdot 737 = 36668,9 \text{ кВАр} \cdot \text{год,}$$

$$\Delta W^{(Q)}_{\text{НН2}} = 3 \cdot 287,5 \cdot 97,33 \cdot 1,02 \cdot 10^{-3} \cdot 737 = 63106,4 \text{ кВАр} \cdot \text{год,}$$

$$\Delta W^{(Q)}_{\text{ВН}} = 3 \cdot 880,9 \cdot 6,94 \cdot 1,02 \cdot 10^{-3} \cdot 737 = 13787,2 \text{ кВАр} \cdot \text{год.}$$

Обчислимо втрати реактивної електроенергії в трансформаторі за місяць, за формулою (1.7):

$$\Delta W^{(Q)}_{\text{T}} = 36668,9 + 63106,4 + 13787,2 + 175 \cdot 737 = 242537,5 \text{ кВАр} \cdot \text{год}$$

Маючи дані про втрати активної та реактивної електроенергії у діючому і запропонованому для заміни силових трансформаторах, можемо здійснити їх порівняння:

- співставлення параметрів втрат активної електроенергії

$$\delta P_{\text{T}} = \frac{\Delta W_{\text{T}}^{(P)} - \Delta W_{\text{T}}^{(P)}}{\Delta W_{\text{T}}^{(P)}} \cdot 100 \% = \frac{25027,8 - 29399,3}{29399,3} \cdot 100 \% = - 15 \%$$

- співставлення параметрів втрат реактивної електроенергії

$$\delta Q_{\text{T}} = \frac{\Delta W_{\text{T}}^{(Q)} - \Delta W_{\text{T}}^{(Q)}}{\Delta W_{\text{T}}^{(Q)}} \cdot 100 \% = \frac{242537,5 - 262544,8}{262544,8} \cdot 100 \% = - 8 \%$$

1.3. Висновки до розділу 1

Проведений аналіз стану силового трансформатора ТРДН-40000/110/6, а також його добового та місячного навантаження, дозволив рекомендувати заміну на більш сучасну модель із меншою потужністю. Отримані результати підтверджують, що трансформатор ТРДН-25000/110/6 був обраний правильно. Новий трансформатор відповідає потребам промислового підприємства та забезпечує більш рівномірне навантаження з коефіцієнтом завантаження 0,37, у той час як для існуючого трансформатора ТРДН-40000/110/6 цей показник становить лише 0,23.

Порівняння розрахованих втрат у старому та новому трансформаторах показує, що втрати активної електроенергії на трансформаторі ТРДН-25000/110/6 знизилися на 15%, а втрати реактивної електроенергії – на 8%. Зменшення реактивних втрат позитивно впливає на підвищення коефіцієнта потужності та сприяє скороченню сумарних втрат потужності на нагрівання трансформатора.

Таким чином, заміна старого трансформатора на новий підвищить надійність електропостачання, зменшить ризик аварій та витрати на поточний ремонт, а також не буде потреби в капітальному ремонті трансформатора. Крім того, оскільки трансформатор ТРДН-25000/110/6 має меншу потужність порівняно з існуючим, його придбання обійдеться дешевше, ніж замовлення аналогічної діючої моделі трансформатора.

2. ПОТОЧНИЙ СТАН ТРАНСФОРМАТОРНИХ ПІДСТАНЦІЙ, ОЦІНКА НАДІЙНОСТІ ТРАНСФОРМАТОРІВ

2.1. Вплив терміну експлуатації на трансформаторні підстанції

Без трансформаторних підстанцій неможливо уявити жодну систему електропостачання. Користь трансформації електроенергії та її економічну вигідність важко переоцінити, адже не будь трансформаторів довелося б здійснювати величезні витрати на струмопроводи з великим перерізом та інші елементи мереж. Від роботи трансформаторних підстанцій безпосередньо залежить виконання мережевою компанією вимог до електроенергії, якою ця компанія забезпечує населення. Силові трансформатори найчастіше є фактором, що визначає надійність роботи енергосистеми. Часті відмови устаткування ведуть до перебоїв постачання, отже, до економічних збитків. Щоб цього уникнути необхідно старанно стежити за станом енергетичного обладнання, зокрема – трансформаторами підстанцій. Нормативний термін служби трансформатора становить 25-30 років, але через високу вартість даного обладнання не завжди можна замінити на нове, і набагато дешевше продовжити термін служби старого. Зі збільшенням терміну експлуатації будь-яких елементів збільшується і кількість їх відмов, оскільки відбувається старіння конструкцій.

У більшості мережевих компаній відсоток трансформаторів із терміном служби 25 років залежно від класу напруги становить 50-70%, а з віком понад 45 років сягає 8-12%. Деякі трансформатори можуть служити до 70 років. Це є наслідком існуючої донедавна системи планово-попереджувальних ремонтів, згідно з якими з активної частини трансформаторів видалялися продукти старіння та усувалися дефекти комплектуючих вузлів і допоміжних систем трансформаторів. Зараз же проведення такої кількості капітальних ремонтів неможливе через велику кількість трансформаторів та обмеженість ремонтних ресурсів.

Таким чином, в даний час підтримка надійності парку трансформаторів на необхідному рівні можливе лише шляхом цілеспрямованих ремонтів, що продовжують термін служби силових трансформаторів. Проблема полягає у коректному виборі термінів та методів ремонту. Такий вибір можливий лише за наявності об'єктивних даних про реальний стан активної частини та комплектуючих вузлів трансформаторів. Ці дані мають бути отримані в стислий термін, щоб стратегічне планування стало реальністю. Дані проблеми, що існують в технічній частині об'єкта, що розглядається, вимагають глибокого опрацювання наступних положень: необхідна розробка та впровадження способів діагностики та моніторингу, а також прогнозування його працездатності, організація нових варіантів технічного обслуговування та ремонтів обладнання, що експлуатується понад нормативний термін.

На даний момент більша частина відмов силових трансформаторів так або інакше пов'язані зі старінням обладнання, зносом та зволоженням ізоляції, поломками комплектних вузлів. В енергетичній системі серед обладнання, що експлуатується, присутня велика кількість зношеного (термін служби якого перевищує в 1,5-2 рази нормативний). Наприклад, частка силових трансформаторів, що використовуються понад 25 років, становить близько 50% від числа всіх експлуатованих трансформаторів [12]. Зношене електроустаткування найчастіше перебуває у працездатному стані, але деякі параметри близькі до максимальних значень. Оновлення обладнання на енергетичних об'єктах дуже відстає від його старіння, темпи якого досить високі.

Причинами відмов силових трансформаторів, пристроїв регулювання напруги та введів часто є дефекти конструкцій, виготовлення, монтажу та ремонту, недотримання правил та норм експлуатації, а також перевантаження та короткі замикання. На ізоляцію під час роботи трансформатора негативно поширюється механічний, електричний та тепловий вплив. Відповідно вона схильна до частих пошкоджень. Залишковий строк служби трансформатора, як правило, залежить від стану ізоляції, обмоток та рівня навантаження. Через вимірювання напруги, струму та температури ведеться контроль за роботою та

навантаженням силового трансформатора. Щодо аналізу набутого старіння ізоляції трансформатора – треба знати десяти-двадцяти річні відомості про умови (режим) експлуатації. Головним із суттєвих факторів, що негативно впливають на функціонування обладнання трансформаторних підстанцій, є перегрів, спричинений як підвищеним навантаженням та неполадками в системі охолодження трансформатора, так і умовами навколишнього середовища, що негативно впливають на трансформатори [9].

Підвищений нагрів обладнання практично завжди набагато небезпечніший перегріву контактних з'єднань, оскільки він може бути тривалим, і при цьому (на відміну від дефектів контактних з'єднань) майже неможливо його прогнозування, а неприйняття своєчасних заходів щодо усунення цього дефекту призводить до пошкодження обладнання та подальшого розвитку технологічного порушення [26]. Дія перегріву, відповідно, посилюється фактом використання зношеного обладнання, яке може стати причиною виникнення прихованих відмов.

Використання зношеного енергоустаткування небезпечно з таких причин:

- це обладнання може мати більш слабкі техніко-економічні показники, ніж нове;
- зношене обладнання має тенденцію до специфічних пошкоджень, підвищеної швидкості деградації, а також високої чутливості до зносу;
- у такому устаткуванні підвищується ризик продовження безаварійної роботи та збільшується ризик більш важких наслідків аварій, ніж у новому енергообладнанні.

2.2. Типові види пошкоджень силових трансформаторів

Найчастіше у трансформаторах напругою 110 кВ виникають пошкодження високовольтних вводів. У експлуатації використовуються негерметичні, герметичні маслонаповнені вводи, а також вводи із твердою ізоляцією.

Пошкодження високовольтних вводів. Основною проблемою негерметичних вводів є порушення системи захисту масла від вологи. Якщо силікагель не замінити вчасно, масло вбирає вологу, що знижує її ізоляційні властивості та спричиняє часткові розряди. Це може призвести до виникнення «повзучого» розряду на поверхні паперової ізоляції, що створює малюнок у вигляді дерева та послаблює ізоляцію. У разі зближення розряду із заземленою частиною виникає пробій і коротке замикання. Аналогічна проблема може з'явитися через недостатнє просушування паперової ізоляції під час ремонту.

Герметичні вводи є більш надійними, але також можуть втрачати герметичність, наприклад, через помилки у монтажі або надмірне радіальне навантаження. Це може спричинити проникнення вологи та зволоження ізоляції, що загрожує її деградацією.

Пошкодження пристроїв регулювання напруги під навантаженням (РПН). РПН може зазнавати пошкоджень через неправильне налаштування контактів, утворення окисних плівок на них, несвоєчасне обслуговування чи порушення кінематичної схеми. Зношеність трансформаторного масла може погіршити дугогасні властивості, що призводить до тривалого гасіння дуги та виникнення аварій.

Забруднення або зволоження ізоляції деталей РПН, помилки у виробництві чи ослаблене кріплення також можуть стати причиною несправностей.

Пошкодження обмоток і головної ізоляції. Головна ізоляція трансформаторів є найбільш уразливим елементом. Причинами її пошкоджень можуть бути:

- погане висушування ізоляції,
- забруднене або зволожене трансформаторне масло,
- недотримання технологічних розмірів,
- часті перевантаження,
- порушення роботи системи охолодження.

Ослаблена ізоляція обмоток може втратити електродинамічну стійкість під час зовнішніх коротких замикань, що спричиняє деформацію чи руйнування обмоток.

Пошкодження допоміжних вузлів. Пошкодження маслонасосів може призвести до потрапляння в масло металевих частинок, а зношення ущільнень – до проникнення вологи. Поломка покажчика рівня масла може спричинити критичне зниження чи перевищення рівня масла.

2.3. Технічне обслуговування та ремонт обладнання трансформаторних підстанцій

Силові трансформатори високої потужності є одними з найбільш вартісних елементів підстанцій та енергетичної мережі загалом. Сучасні промислові підприємства працюють у циклі безперервного виробництва. У зв'язку з цим, під час роботи трансформатора, процеси електромагнітного, теплового та механічного впливу, що виникають всередині його елементів можуть призвести до незворотних аварійних наслідків. Наприклад, короткі замикання, швидка зміна характеру навантаження і навіть звичайні включення трансформатора в мережу, що супроводжуються струмами великої величини і електродинамічних зусиль усередині обмоток, що призводить до їх поступової деформації. Вихід із ладу силового трансформатора зазнає економічних збитків для підприємства, у тому числі витрати на відновлення обладнання. Для недопущення розвитку таких наслідків необхідно контролювати стан елементів трансформаторів у режимі реального часу, своєчасного втручання, у разі потреби. Відповідно до аналізу виходу з ладу силових трансформаторів найчастіше зустрічаються такі несправності: старіння та знос ізоляції, міжвиткові замикання обмоток, руйнування виводів внаслідок міжфазних коротких замикань на виводах, виникнення течій масла, оплавлення або вигорання контактів перемикачів РПН, дефекти магнітопроводу. Найбільш серйозний наслідок – так звана «пожежа сталі», що характеризується вигоранням частини магнітопроводу, несправності

реле газового захисту та газового захисту РПН, які можуть призвести до помилкового спрацьовування або відмови пристроїв РЗА.

Зношування та старіння деталей енергообладнання призводять до змін їх параметрів та технічного стану, через них виникають відмови та аварійні ситуації, які призводять до недовідпущення електроенергії, погіршення умов праці на підприємстві та зниження його продуктивності.

Виникаючі джерела дефектів вимагають проаналізованої системи профілактичних та запобіжних дій щодо підтримки електричним обладнанням нормального неаварійного стану, системи технічного обслуговування і ремонту (ТО і Р) електрообладнання. Завданням розробки регламенту цієї системи є визначення та узгодження термінів проведення обслуговування та ремонту елементів енергообладнання. Технічне обслуговування проводиться за графіками з періодичністю, зазначеної в експлуатаційній документації, що не перевищує періодичність поточних ремонтів. Суть даної системи обслуговування полягає в тому, що за закінчення заданого інтервалу часу роботи в момент, коли за статистикою відбувається відмова, здійснюються різні впливи: технічне обслуговування, поточний чи капітальний ремонт. Інформація, якою керується дана система – річний графік технічного обслуговування та ремонту обладнання. Планове технічне обслуговування як самостійна операція використовується лише для окремих видів обладнання та електричних мереж з великими трудовитратами, внаслідок чого перевіряється стан енергоустаткування. Регламентоване обслуговування складають планові технічні огляди енергетичного обладнання, які проводяться інженерно-технічним персоналом енергетичних служб. Призначення даних оглядів є:

- оцінка якості виконання персоналом заходів з технічного обслуговування енергообладнання;

- виявлення дефектів, внаслідок розвитку яких може статися аварія або вихід їх ладу діючого обладнання;

- перевірка дійсного стану найважливіших об'єктів енергетичного комплексу, а також встановлення дат та повноти проведення ремонтів, якщо вони потрібні.

Технічне обслуговування трансформаторного обладнання зобов'язує виконувати наступний комплекс робіт:

- зовнішній візуальний огляд;
- перевірка значних технічних характеристик;
- дистанційний контроль комплексу температур;
- проведення інструментальних вимірів необхідних параметрів;
- аналіз стану елементів;
- перевірка якості та цілісності з'єднань та вузлів зв'язку;
- контроль працездатності автоматики та захисту;
- перевірка спрацьовувань перемикань на резервне джерело живлення;
- контроль автоматичних систем, наявність засобів захисту.

Повернення працездатності та ресурсу електрообладнання, усунення відмов та несправностей, що виникають у процесі роботи або виявлені при технічному огляді, здійснюється за допомогою ремонтів. Ремонти поділяються на планові та позапланові. За планом виконуються поточні та капітальні ремонти, позапланово проводяться аварійні ремонти, і навіть ремонти без заздальгідь встановленого строку.

Періодичність задач електроприладів на технічне обслуговування та ремонт визначається терміном служби та технічним станом складових частин приладу. Технічне обслуговування проводиться в процесі експлуатації для забезпечення справності та працездатності електрообладнання до чергового ремонту та полягає у заміні або відновленні зношених деталей, вузлів, ділянок мережі, регулюючих механізмів, проведенні профілактичних заходів, усунення окремих відмов.

Періодичність поточного ремонту електроустаткування визначає тривалість міжремонтного періоду. Капітальний ремонт проводиться з метою відновлення робочого стану та відновлення повністю чи не менше 80% терміну

служби електрообладнання із заміною чи відновленням всіх частин обладнання, у тому числі основних, перевіркою та регулюванням деталей, що ремонтуються, та обладнання в цілому, зміна електричних ланцюгів, заміна або відновлення конструкцій та зношених ділянок мережі.

Періодичність капітального ремонту електроустаткування визначає тривалість ремонтного циклу. Залежно від рангу, технологічної та виробничої значимості електротехнічних пристроїв, впливу їх відмов на електробезпеку та стійкість технологічних процесів стратегія планових ремонтів здійснюється у вигляді планово-попереджувальних оглядів (ППР), відповідно до технічного стану електрообладнання (СЕО) та у вигляді поєднання двох форм ремонту. В основі ППР лежить стратегія групової та індивідуальної заміни та/або ремонту елементів електроустаткування. Ремонт СЕО заснований на стратегії заміни та/або ремонту елемента, залежно від його стану. В даний час для більшості електрообладнання заміна та/або ремонт елементів проводиться після позапланової відмови.

Недоліки ППР:

- виконання непотрібних ремонтів;
- ППР охоплює лише частину устаткування (не поширюється обладнання за межами термінів амортизаційних відрахувань);
- ремонти проводяться без урахування реального режиму роботи обладнання.

Дана система ТО і Р ППР ЕО прогнозує проведення періодичних ППР, що не завжди є найкращим рішенням. Зупинка на планово-попереджувальний ремонт та плановий ремонт працюючого електроустаткування призводить до невиправданих витрат. Приховані відмови, що розвиваються залишаються непоміченими в період між зупинками, що призводить до більш дорогого і тривалого аварійного ремонту, хоча вважається, що при правильного проведення профілактичного обслуговування аварії повинні бути відсутні.

Обслуговування за станом електрообладнання (ТО і Р СЕО) вважається найефективнішою системою. Це вид ремонту, необхідність та тривалість якого

визначають виходячи з наявності дефектів. Для організації такого сервісу необхідні інструменти, що дозволяють оцінювати стан об'єкта в даний момент, відстежувати зміни стану останнім часом та прогнозувати його здатність функціонувати у найближчому майбутньому. Перехід на цю систему пов'язаний з використанням нових діагностичних параметрів, нових методів їх отримання та подальшого аналізу. Для організації такого обслуговування необхідні технічні засоби контролю, діагностики та прогнозування стану електроустаткування. Проведений аналіз призводить до розгляду двох способів (рисунок 2.1), які загалом вирішують загальну проблему.



Рисунок 2.1 – Можливі дії для вдосконалення системи ТО і Р ППР

Таким чином, для ресурсозбереження промислові підприємства переходять на систему ТО і Р СЕО, яка передбачає збір актуальної діагностичної інформації про працездатність обладнання та прийняття рішень щодо необхідності ремонту та відновлення. Ця система має певну гнучкість у плані обліку умов експлуатації, вона раціональна для енергопостачальних компаній, але при помилках у збиранні інформації та моніторингу, а також виникненні аварій може призводити до суттєвим втратам продукції підприємствами та споживачами. Це означає, що ТО і Р СЕО буде ефективним у разі збору

достовірної інформації про стан експлуатованого обладнання, коректність діагностичну інформації, а, отже, швидкої діагностики та усунення несправностей, що розвиваються.

Однак у промислових підприємств немає можливості утримувати спеціальні висококваліфіковані підрозділи, що відповідають за оперативну діагностику, своєчасний ремонт та експлуатацію силових трансформаторів. У цих умовах потрібний ремонтний підрозділ у невеликому складі, яка періодично обслуговуватиме існуюче електрообладнання підстанції. На сьогодні поступово зменшується кількість кадрів – кваліфікованих та технічно грамотних електриків для експлуатації та обслуговування. Тому в більшості випадків причин відмов силових трансформаторів є неправильні режими їх застосування (15-35%), недоліки експлуатації (35-50%) та низька якість ремонтів (до 15%). Положення посилюється також тим, що відмова від системи ППР призвела до зміни системи обслуговування обладнання підстанцій: замість передбачених виїздів ремонтних підрозділів, який передбачає наявність кваліфікованих фахівців та обладнання, необхідного для усунення всіх можливих пошкоджень, на даний час підстанцію у разі виникнення аварійного режиму виїжджає оперативна група, що фіксує порушення в роботі обладнання, але не усуває їх. Для усунення порушень передбачається виїзд кваліфікованої бригади, яка оснащена всім необхідним інструментом.

2.4. Основні положення створення систем моніторингу головної знижувальної підстанції

Контроль роботи масляного трансформатора – це спеціалізована система, призначена для безперервного автоматизованого контролю технічного стану та функціонування трансформатора. Вона використовує вимірювальні дані для оцінки поточного стану апаратів в поточному часі, вивчає історію експлуатації та складає підсумковий звіт про технічний стан. Цей звіт базується на

застосуванні кількох діагностичних методів, враховує попередні умови експлуатації та прогнозує можливий розвиток дефектів.

Принципи побудови системи моніторингу:

Принцип достатності. Використовується мінімально необхідна кількість датчиків і процедур для забезпечення моніторингу.

Принцип інформаційної повноти. Набір діагностичних параметрів має гарантувати виявлення всіх потенційних несправностей об'єкта.

Принцип інваріантності. Кожна діагностична ознака повинна точно відповідати своєму типу несправності та не реагувати на інші, що підвищує ефективність діагностики.

Принцип самодіагностики. Система повинна мати можливість перевіряти працездатність своїх компонентів шляхом передачі й зворотного отримання тестових сигналів.

Принцип структурної гнучкості та програмованості. Забезпечення оптимального співвідношення швидкодії, вартості та функціональності завдяки модульній структурі системи.

Принцип корекції. Компенсація похибок вимірювань за допомогою обчислювальних методів.

Принцип дружнього інтерфейсу. Система повинна мати зручний і зрозумілий інтерфейс, який забезпечує швидке сприйняття даних оператором та інструкції для необхідних дій.

Принцип багаторівневої організації. Забезпечення можливості роботи з системою для фахівців різного рівня кваліфікації та відповідальності.

Принцип інтеграції з виробничими системами. Система моніторингу повинна передавати дані у виробничу виконавчу систему підприємства, попереджати про необхідність обслуговування чи ремонту обладнання.

Дотримання цих принципів дозволяє створити ефективну систему моніторингу, яка сприяє підвищенню надійності та безпеки роботи знижувальних підстанцій.

2.5. Діагностика та моніторинг обладнання трансформаторних підстанцій

На даний момент існує безліч форм моніторингу роботи трансформаторів, які відрізняються як трудомісткістю, так і витратами на окремі види моніторингу. Моніторинг призначений для контролю за найважливішими показниками устаткування, і навіть недопущення аварійних ситуацій. Системи моніторингу трансформаторів також допомагають продовжити термін служби обладнання.

Існуючі методи моніторингу можна розділити на 4 групи:

1. Застосування датчиків з метою визначення газів у маслі.
2. Використання лабораторій.
3. Застосування систем безперервного on-line моніторингу.
4. Використання вимірювального обладнання.

Перша група з даного списку є відносно дешевою за порівняно з рештою. Датчики виходячи зі своєї дешевизни та простоти установки набули масового поширення, їх мета – виявлення несправностей на початкових стадіях. І навіть незважаючи на досить високу похибку вимірювань, а також безліч різних датчиків залежно від контролю за необхідним газом у маслі, датчики широко використовуються у моніторингу.

Лабораторії, на відміну від датчиків, мають завдання виявлення причин несправності та їх усунення за допомогою хроматографічного аналізу та інших засобів. Також у лабораторіях можна аналізувати велику кількість газів, що містяться в маслі, в результаті чого одержують найбільш точні результати аналізів. На противагу своїй корисності друга група методів моніторингу має суттєвий недолік, який полягає у високій вартості обладнання та його встановлення.

Безперервний моніторинг роботи трансформаторів відрізняється від попередніх методів тим, що він здійснюється за рахунок зовнішніх датчиків трансформатора (вологівмісту масла, температури масла, температури

навколишнього середовища, вмісту газів у маслі, напруги і струмів, положень перемикача відгалужень обмоток тощо). Найчастіше ці датчики вже присутні на трансформаторі, і їх додаткової установки не потрібно. Головними недоліками цієї групи є висока вартість системи, а також невеликий комплекс вимірюваних величин, і оскільки тут використовуються лише датчики, що вимірюють зовнішні параметри, може знадобитися додаткове встановлення лабораторій або датчиків з першої групи.

Використання портативного вимірювального обладнання дозволяє розширити точність та види вимірювань, а також отримати результати протягом невеликого проміжку часу. Використовується даний метод тоді, коли не вигідне встановлення датчиків або використання лабораторій. Недоліки цього виду устаткування полягають переважно у тому, що неможливий безперервний вимір величин.

З вищесказаного можна дійти невтішного висновку, що моніторинг трансформаторів – важлива процедура, але методи моніторингу потребують доопрацювання і можливого об'єднанні функцій.

Аварії, пошкодження та відмови силових трансформаторів зазвичай викликаються будь-якими прихованими дефектами, недоліками в конструкції, неякісним ремонтом, порушеннями в техніці монтажу або станом масла.

Якщо своєчасно виявляти дані дефекти, то можна попередити аварійні ситуації та пов'язані з ними негативні впливи усунувши їх у початковій стадії розвитку.

Найчастіше неполадки у роботі трансформатора пов'язані з ушкодженнями в обмотках або ізоляції, ушкодженнями активної сталі, порушенням або дефектом фарфорової та внутрішньої ізоляції введів, пошкодженнями в регулюванні під навантаженням, пошкодженнями всіляких вторинних вузлів і пристроїв.

Діагностика трансформаторів є багатогранним процесом, який проводиться як на етапі їх виготовлення, так і під час експлуатації. Перед

введенням трансформатора в експлуатацію здійснюються випробування, регламентовані Правилами улаштування електроустановок (ПУЕ).

На цьому етапі виконують різні процедури, зокрема: візуальний огляд обладнання та аналіз правил підключення; вимірювання характеристик ізоляції та опору обмоток постійного струму; перевірку функціонування перемикача навантаження; тестування бака трансформатора та гідравлічних радіаторів під тиском; контроль стану силікагелю; перевірку фазування трансформатора; аналіз якості трансформаторного масла; випробування короткочасним підключенням до номінальної напруги.

Такі комплексні заходи дозволяють забезпечити надійну роботу трансформатора та вчасно виявляти можливі недоліки.

Роботи, які виконують для діагностики трансформатора, можна розділити на чотири групи:

- роботи, які не потребують втручання до робочого трансформатора;
- роботи, які виконуються без відключення трансформатора, але з обов'язковим втручанням до нього або допоміжних вузлів;
- роботи, які потребують відключення трансформатора;
- роботи, для яких трансформатор виводять у ремонт.

Першу групу складають періодичні зовнішні огляди трансформатора, а також контроль показань сигнальних пристроїв та показників вимірювальних пристроїв.

Протягом періодичних оглядів дивляться такі фактори:

- зовнішній стан ізоляції на наявність дефектів (тріщини, подряпини, сколи), перевірка відсутності ефекту коронування, цілісність обмоток та магнітопроводу;
- якість показань вимірювальних приладів, стан масловказівників, газового реле, термометрів та інше;
- якісний стан масла та її рівень у розширювачі за допомогою силікагелю;
- якість з'єднань, а також перевірка нагріву;
- наявність та відповідність параметрів трансформатора таблиці.

Перевірка нагріву контактних з'єднань може проводитися за допомогою термоіндикаторів або на вигляд. В основному сильне нагрівання викликає горіння дуги, особливо у темний час доби. Найбільш ефективним приладом контролю нагріву є тепловізор. Контроль за допомогою тепловізора заснований на регулюванні температурного поля на поверхні об'єкта, що обстежується, і подальшому аналізі інфрачервоних знімків (термограм) оператором-термографістом. Даний прилад дозволяє без зіткнення визначити порушення температурного балансу та попередити відмову, не вимагає відключення об'єкта, підготовки робочого місця, дозволяє визначити дефекти, що розвиваються, на ранній стадії розвитку, і, нарешті, може проводити діагностику всіх типів обладнання підстанції. Але має велику вартість.

Температуру масла, зокрема його верхніх шарів, вимірює термометр. Якщо ця температура не відповідає нормативним показникам, то спочатку перевіряють стан систем охолодження, якщо пошкоджень в ній виявлено не було, приступають до огляду на наявність внутрішніх пошкоджень у трансформаторі – замикання між витками в обмотці внаслідок горіння масла, порушення контактних з'єднань, потрапляння стороннього предмета в масло, внаслідок цього погіршення циркуляції чи стану масла.

Також можливе зниження рівня масла в баку, це може бути викликано як наявністю пошкоджень у радіаторах, розширювачі або баку, так і недостатньою кількістю масла, залитої в бак. При рівні масла нижче допустимого трансформатор не повинен працювати – це може призвести до порушень у роботі систем охолодження, спрацювання газового реле, відключення трансформатора або серйозної аварії внаслідок короткого замикання між обмотками. У разі виявлення під час огляду будь-яких порушень у роботі трансформатора мають бути вжиті необхідні заходи для усунення пошкодження, якщо це можливо, без відключення трансформатора. Якщо ж виявлено порушення у внутрішній частині трансформатора, він має бути відключений.

До другої групи заходів з діагностики стану трансформатора можна віднести такі операції, як відбір проб масла для подальшого хімічного або

хроматографічного аналізу розчинених у маслі газів, вимірювання вібрації бака або інших частин трансформатора, контроль часткових розрядів, відбір газу зі спрацьованого на сигнал газового реле тощо.

Багато пошкоджень трансформатора неможливо визначити лише при зовнішньому огляді, особливо внутрішні пошкодження на початковій стадії розвитку. Більшість цих несправностей може бути усунена в результаті перевірки стану масла: такі пошкодження, як місцеві перегріву, часткові розряди, горіння дуги, іскріння в контактах тощо. Окрім цих несправностей, властивості масла змінюються через підвищене забруднення, зволоження, потрапляння до його складу різних газів, зокрема кисню, а також у процесі старіння масла погіршуються його ізоляційні властивості.

Наразі доволі популярним способом діагностики трансформаторного масла є хроматографічний аналіз. Цей метод полягає в перевірці масла на наявність газів (зазвичай це водень, ацетилен, етан, метан, етилен, окис вуглецю та двоокис вуглецю).

До третьої групи заходів з діагностики трансформатора належать випробування та визначення цілісності ізоляції обмоток, магнітопроводів, високовольтних вводів, перемикаючих пристроїв та допоміжного обладнання. Сюди входять усі види профілактичних випробувань, ревізії тощо. Для того, щоб обмотка вважалася цілісною, кілька опорів на одному її відгалуженні не повинні відрізнятись більш ніж на 2%, тоді струмопровідний контур можна вважати справним. Якщо є розрив, трансформатор відправляється на ремонт.

Четверта категорія ремонтних заходів на трансформаторі включає детальний аналіз стану його окремих компонентів, що дозволяє визначити або скоригувати обсяг необхідного ремонту. Однак рішення про необхідність ремонту ухвалюється на основі результатів діагностики, проведеної в рамках перших трьох груп заходів.

Особливо ненадійними елементами трансформаторів є маслonaповнені вводи та пристрої перемикачів коефіцієнта трансформації під навантаженням (РПН). Фахівці визнали, що доцільно оснащувати силові трансформатори

центрів живлення системами контролю стану під робочою напругою. Такі системи розроблені та пропонуються для використання зарубіжними й вітчизняними фірмами.

2.6. Витрати, пов'язані із проведенням ремонтів силових трансформаторів головної знижувальної підстанції

У середньому витрати на поточний ремонт силового трансформатора напругою 110 кВ складають близько 35150 грн. на матеріали, 16930 грн. розраховано на послуги і заробітну плату персоналу. Цей розрахунок не враховує витрати на складні ремонти, які можуть перевищувати зазначений кошторис.

При відключенні трансформатора внаслідок результату аварії, питома шкода від аварійної ситуації, яка тривалий час відбувається при виході силових трансформаторів підстанції цільового призначення, складатиме від 39,78 грн./кВт до 5115,34 грн./кВт, залежно від споживачів. Тобто при потужності підстанції 100000 кВА збитки можуть становити – від 40 млн. грн. до 5000 млн. грн.

Також за даними джерела [28] можна говорити, що капітальний ремонт силового трансформатора ТРДН 40000-110/6 становить близько 3,5 млн. грн., але діагностика його технічного стану становитиме лише в межах 0,2-0,5 млн. грн., тобто на багато разів менше.

Вартість нового силового трансформатора цієї потужності перебуває у межах 35 млн. грн.

3. ЗАХОДИ ЩОДО ПІДВИЩЕННЯ НАДІЙНОСТІ РОБОТИ ГОЛОВНОЇ ЗНИЖУВАЛЬНОЇ ПІДСТАНЦІ

3.1. Компоненти системи моніторингу силового трансформатора

До основних компонентів належать датчики, сенсори, вимірювальні блоки, кабелі для підключення до обладнання, а також апаратура прийому та перетворення сигналів, яка розміщена на пульті керування та підключається до основного сервера.

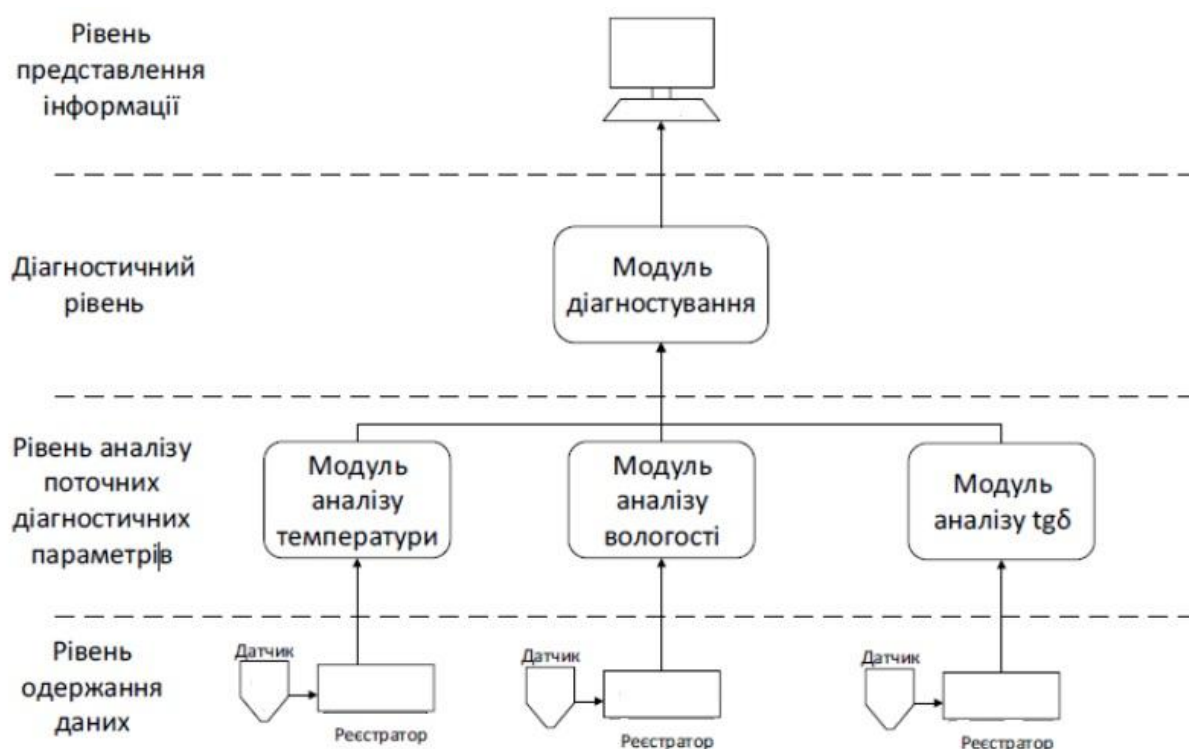


Рисунок 3.1 – Будова системи моніторингу

Система моніторингу стану трансформаторів, побудована відповідно до принципів організації систем моніторингу електричних мереж, складається з таких основних компонентів: первинні датчики для збору інформації про ключові параметри обладнання; модулі обробки та збереження даних, які

приймають сигнали від датчиків і забезпечують їх подальшу обробку; параметричні діагностичні модулі, що виконують аналіз характеристик для виявлення дефектів і оцінки технічного стану; аналітичні модулі, що включають математичні методи та експертні алгоритми для підготовки висновків про стан трансформатора; засоби візуалізації, які дозволяють локально представляти результати діагностики в автоматизованих системах управління технологічними процесами (АСУТП); інтеграційні системи, що забезпечують зв'язок із більш високорівневими АСУТП для доступу до даних, формування рекомендацій і оптимізації управління експлуатацією обладнання.

Ця структура забезпечує комплексний підхід до моніторингу та управління станом трансформаторів, підвищуючи їхню надійність та ефективність експлуатації.

Для відстеження технічного стану підстанційного обладнання та збору даних у режимі on-line або з заданою періодичністю створені моніторингові системи. Залежно від функцій, вони поділяються на:

- моніторинг оператора, який забезпечує спостереження за станом обладнання,
- системи зі спостереженням стану, що вимірюють параметри й оцінюють стан на їх основі,
- системи діагностики, які не лише оцінюють стан, але й виявляють несправності, діагностують ненормальні режими роботи та допомагають приймати рішення.

Система розроблена для забезпечення ефективного управління, своєчасного проведення ремонтних робіт до виникнення серйозних несправностей та, найважливіше, для попередження аварійних ситуацій.

3.2. Методи технічної діагностики та удосконалення моніторингу роботи трансформаторів головної знижувальної підстанції

Головною метою діагностики силових трансформаторів є відстеження режимів роботи, які впливають на процеси старіння та зношення обладнання. Сучасні сенсорні технології дозволяють контролювати широкий спектр характеристик трансформаторів за допомогою різних діагностичних методів. Нижче розглядаються різні методи та підходи до моніторингу стану трансформаторів.

Ключові параметри, які контролює діагностична система трансформатора:

- *Газовий склад масла та вологість.* Для виявлення дефектів використовуються концентрації газів та швидкість їх накопичення. Розпізнавання дефектів часто здійснюється на основі співвідношення газів або їх відсоткового вмісту, а також за співвідношенням до газу з максимальною концентрацією. Наявність вологи в ізоляції діє на її електричну міцність і термін служби.

- *Часткові розряди.* Виникають через повітряні або газові включення в основній ізоляції трансформаторів або високовольтних вводах. Підвищена активність часткових розрядів свідчить про поступове зниження властивостей ізоляції – з наступним пробоем і коротким замиканням.

- *Електричні параметри (I , U , P)* – демонструють рівень навантаження на трансформатор і слугують основними даними для розрахунку тепло-, енергобалансів силових трансформаторів.

- *Температура масла в різних точках трансформатора.* Висока температура ізоляції прискорює старіння та її термін служби. Цей параметр відповідає за ефективність охолоджувальної системи.

- *Наднапруги.* Грозові та комутаційні наднапруги можуть пошкодити основну і виткову ізоляцію трансформаторів, особливо за умов недостатньої електричної міцності. Атмосферні перенапруги можуть викликати збільшення

концентрації газів, що, у свою чергу, може призвести до хибного спрацювання захисних систем обладнання.

- *КЗ по струму* – викликають деформацію обмоток трансформатора через динамічну нестабільність, а також пошкодження через перехідні процеси, викликані струмами намагнічування. Аналіз струмів КЗ допомагає оцінити навантаження на обмотку та виявити причини підвищення концентрацій газів.

- *Технічний стан високовольтних вводів*. Діагностика високовольтних вводів потребує використання сенсорів та пристроїв, які дозволяють виміряти $\text{tg}\delta$ і ємність вводів у режимі поточного часу.

- *Регулятори перемикання напруги (РПН)*. Серед ключових параметрів, що підлягають моніторингу, виділяють: положення РПН, кількість циклів перемикання, тривалість перемикання, потужність електроприводу, температуру трансформаторного масла в зоні РПН, а також сумарний струм, який протікає під час перемикання.

- *Дискретні параметри стану*. Ці характеристики відображають роботу трансформатора, функціонування системи охолодження та виявляють розвиток аварійних ситуацій. Зібрані дані включаються в автоматизовані системи управління технологічними процесами (АСУТП), причому повторюються лише критично важливі параметри, що впливають на точність діагностичних оцінок.

Незважаючи на високу надійність силових трансформаторів завдяки відсутності елементів тертя, аварії залишаються поширеним явищем через вплив зовнішніх негативних чинників. Також слід відзначити, що трансформаторне обладнання та системи електропостачання піддаються зносу.

Особливу увагу слід приділяти мінімізації ризиків виходу з ладу потужних трансформаторів. Наслідки експлуатації обладнання – дефекти та небезпечні режими роботи, однак їх виникнення може призводити до серйозних фінансових втрат для промислових підприємств, які обчислюються мільйонами гривень. Це зумовлює необхідність удосконалення методів моніторингу та діагностики для підвищення надійності роботи трансформаторів.

Підвищенню надійності роботи силових трансформаторів, які забезпечують електроенергією важливе технологічне обладнання, сприяє найефективніше рішення з впровадження методів та засобів оперативної діагностики. Це дозволяє своєчасно виявляти проблеми та попереджати можливі відмови.

Основна мета впровадження таких засобів – забезпечити експлуатаційний персонал необхідною інформацією для прийняття обґрунтованих рішень. Зокрема, йдеться про:

1. Оцінку поточного технічного стану трансформаторів:
 - визначення причин погіршення їх роботи;
 - виявлення дефектів, які можуть призвести до аварійних ситуацій.
2. Прогноз залишкового ресурсу трансформаторів:
 - оцінка, як довго обладнання може експлуатуватися без аварій за умов наявності виявлених дефектів;
 - надання даних для планування ремонтів або заміни обладнання з мінімальними ризиками для роботи електричної системи.

Впровадження таких методів дозволяє знизити ризики аварій, продовжити термін служби обладнання та оптимізувати витрати на його обслуговування.

Для вирішення цих ключових завдань застосовуються системи моніторингу стану силових трансформаторів. Варто зазначити, що рівень систем діагностики та моніторингу може суттєво відрізнитися залежно від поставлених завдань.

Рівень системи діагностики визначається кількістю параметрів, які використовуються для оцінки стану обладнання. Для технічного діагностування трансформаторів 110 кВ ефективним є використання систем із обмеженим набором діагностичних параметрів. Наприклад, для трансформатора напругою 110 кВ достатньо моніторингу 7-8 ключових параметрів, що дозволяє отримати необхідну інформацію про його стан без надмірного ускладнення системи.

Система розширеного стаціонарного моніторингу працює на основі результатів виконання комплексу on-line тестів, що здійснюються в

автоматизованому режимі на працюючому трансформаторі. Ці тести забезпечують оперативне отримання актуальної інформації про технічний стан обладнання. Водночас результати off-line тестів, які проводяться періодично (зазвичай раз на кілька років), можуть бути використані вбудованими алгоритмами системи моніторингу. Проте їх актуальність значно нижча, оскільки вони не дозволяють вчасно реагувати на зміни стану трансформатора в реальному часі.

Ефективність стаціонарної системи моніторингу значною мірою залежить від якості реалізованих у ній автоматизованих експертних алгоритмів. Чим більше продумана та вдосконалена вбудована експертна система, тим вищою є точність і достовірність оперативної інформації про поточний технічний стан контрольованого трансформатора.

Отже, впровадження автоматизованої системи моніторингу та діагностики трансформаторів дає змогу своєчасно виявляти дефекти на початкових етапах, розробляти заходи для продовження терміну служби обладнання та знижувати ризик виникнення аварійних ситуацій. У результаті це сприяє підвищенню надійності електропостачання.

3.3. Методи оцінки технічного стану силових трансформаторів

На сьогодні найбільш ефективним методом підвищення надійності силових трансформаторів є використання методів і засобів технічної діагностики. Основна мета сучасних систем моніторингу – це оцінка стану ізоляції, яка є одним з найважливіших та найбільш схильних до руйнування елементів трансформатора.

Для цього здійснюється кілька важливих процедур, зокрема:

- оцінка режиму навантаження трансформатора;
- контроль температури найбільш нагрітої точки;
- визначення вологоутримання в паперовій ізоляції;
- вимірювання тангенсу кута діелектричних втрат.

Окрім цього, важливим є контроль стану системи охолодження трансформатора. Оцінка ефективності цієї системи здійснюється за такими параметрами, як:

- температура верхніх шарів масла;
- різниця температур масла на вході та виході з охолоджувальної системи;
- температура навколишнього середовища;
- стан маслонасосів та вентиляторів.

Також необхідно враховувати й інші важливі параметри, серед яких:

- рівень часткових розрядів;
- характеристики вібрацій трансформаторного бака;
- струми електродвигунів маслонасосів та вентиляторів обдування;
- швидкість потоку масла від маслонасоса;
- струм або потужність електродвигуна приводу регулювальної насадки.

Розглянемо найбільш ефективні методи технічної діагностики та оцінки стану силових трансформаторів.

1. Вимірювання та контроль струму, напруги, потужності.

Робочі параметри трансформатора, які відображають його навантаження, є важливими вхідними величинами для моделювання теплового і потужнісного балансу трансформатора.

2. Моніторинг вологовмісту та концентрації розчинених газів у трансформаторному маслі.

Стан масла в баку трансформатора має критичне значення для працездатності ізоляційної системи та надійності роботи самого трансформатора. Важливим є контроль вологи трансформаторного масла, оскільки це безпосередньо впливає на ізоляційні властивості масла. Наявність розчинених газів в маслі часто свідчить про наявність дефектів всередині трансформатора, що є важливим діагностичним показником. Аналіз комбінацій різних розчинених газів дозволяє визначити тип дефекту, що виник у трансформаторі.

3. Зміна ємності та тангенсу кута діелектричних втрат ($\text{tg}\delta$) високовольтних вводів.

Ушкодження високовольтних вводів є однією з найбільш поширених проблем серед елементів трансформатора, за прогнозами вони становлять 30-35% всіх аварій трансформаторів. Як наслідок, системи діагностики трансформаторного устаткування передбачає використання датчиків і необхідного обладнання для фіксування у ввідів $\text{tg}\delta$ діелектричних втрат і ємності у режимі on-line. Про можливі дефекти в системі свідчать зміни цих параметрів.

4. Контроль часткових розрядів у високовольтних вводах і головній ізоляції трансформатора.

Контроль стану ізоляції обмоток і ввідів трансформатора способом вимірювання рівня і розподілу часткових розрядів є ефективним способом, який виявляє дефекти на початковому їх розвитку. Цей підхід повинен бути інтегрований у системи моніторингу трансформаторів, щоб оперативно виявляти потенційні проблеми і вчасно реагувати на них.

5. Моніторинг теплових режимів роботи трансформатора та управління системою охолодження.

Для силових трансформаторів знижувальних підстанцій вимірювання температури бака є обов'язковим. Інформація про температуру бака трансформатора необхідна: для виявлення змін температури бака, що залежать від поточних технологічних параметрів; для уточнення діагностичних висновків щодо тих параметрів, які мають спільний тренд із температурою бака трансформатора.

6. Система моніторингу стану РПН трансформатора.

Надійність функціонування системи РПН знижувальних трансформаторів є ключовим фактором, що безпосередньо впливає на стабільність і якість електропостачання для кінцевих споживачів. Важливість цього параметра значно зростає через посилені вимоги до якості електричної енергії, як для промислових підприємств, так і для побутових користувачів. У зв'язку з цим

зростає потреба в моніторингу стану РПН у більшій кількості трансформаторів. Використання систем діагностичного моніторингу РПН є особливо критичним для трансформаторів, що працюють в режимі автоматичного підтримання стабільної напруги на стороні підключення споживачів, так як це гарантує їх ефективну і безперебійну роботу в умовах змінних навантажень.

7. Струми при КЗ.

Записи процесів струмів короткого замикання надають інформацію, насамперед, про динамічне навантаження обмоток трансформатора.

Ці методи є ефективними і дозволяють виявляти дефекти на ранніх стадіях у електрообладнанні що, в свою чергу, дає змогу збільшити ресурс та підвищити надійність обладнання. Розташування діагностованого обладнання показано на рисунку 3.2.



Рисунок 3.2 – Діагностуючі прилади силового трансформатора

Архітектура програмно-технічного комплексу моніторингової системи побудована з 3-х ступенях (включає канали зв'язку, програмне і технічне забезпечення). Такий підхід забезпечує можливість масштабування функціоналу системи шляхом додавання додаткових датчиків, контролерів, оновлених алгоритмів аналізу сигналів і розширення моніторингу на інші об'єкти.

Ступінь 1 – верхній рівень комплексу діагностики. Це стаціонарна система, яка включає промисловий персональний комп'ютер з периферійними пристроями (дисплей, клавіатура тощо), з джерелом безперебійного живлення та промисловою локальною мережею.

Ступінь 2 – нижній рівень комплексу діагностики. Цей рівень ґрунтується на використанні інтелектуальних контролерів, які збирають інформацію з датчиків трансформатора. Пристрої, що входять до відповідних ланцюгів, забезпечують оперативне повідомлення обслуговуючого персоналу та автоматичне відключення обладнання в разі аварійної ситуації.

Ці пристрої називаються інтелектуальними, оскільки вони оснащені власними процесорами, пам'яттю, комунікаційними портами та простими дисплеями. Крім того, контролери виконують обробку сигналів, включаючи їх посилення, нормалізацію, цифрове перетворення та фільтрацію. Алгоритми, інтегровані в контролери, дають змогу виділяти корисний сигнал і фільтрувати шуми. Коли параметри досягають встановлених значень, спрацьовує реле захисту. Контролери можуть працювати самостійно, керуючись власним програмним забезпеченням.

Архіви подій і даних, що зберігаються в пам'яті контролерів з глибиною збереження до двох років, дозволяють здійснювати оперативну діагностику та прогнозувати ресурс об'єктів діагностування на верхньому (першому) рівні системи розширеного моніторингу. Окрім наявності оперативної пам'яті в контролерах, у них вбудовані спеціальні алгоритми, що дозволяють проводити розрахунки характеристик часткових розрядів (ЧР) – прив'язку по фазі, спектральний аналіз, виділення гармонік, управління змінами встановлених величин і спрацьовуванням реле за рівнями.

Ступінь 3 – це рівень датчиків, які встановлюються стаціонарно на конкретному високовольтному та силовому обладнанні підстанції.

Хімічний та хроматографічний аналіз трансформаторного масла:

Стан ізоляції трансформаторного обладнання можна оцінити шляхом лабораторного аналізу масла з трансформатора. Для цього регулярно

вимірюються її фізико-хімічні властивості та порівнюються з допустимими нормами. Аналіз цих характеристик дозволяє визначити електричну міцність масла, як діелектрика, герметичність конструкції через вміст вологи та газів (для герметичних конструкцій), наявність продуктів старіння паперово-масляної ізоляції, а також продукти окислення і розкладу масла та інші фактори.

Періодичний аналіз проб трансформаторного масла та її фізико-хімічний аналіз дозволяють відстежувати процес старіння ізоляції і вчасно вживати необхідні заходи для підтримки працездатності обладнання. Отримані результати повинні порівнюватися з попередніми вимірами та з гранично допустимими значеннями. Процедура відбору проб, їх періодичність і критерії оцінки встановлюються заводськими інструкціями, залежно від типу обладнання, обсягу та норм випробувань, а також методичними рекомендаціями щодо експлуатації трансформаторних масел. Вони також можуть бути визначені технічним керівником енергопідприємства з урахуванням конкретних умов і технічного стану обладнання.

Комплекс показників, що характеризують якість трансформаторного масла, у вітчизняній практиці поділяється на «скорочений» та «повний» аналіз. До найважливіших характеристик масла відносяться: пробивна напруга, кислотне число, температура спалаху (хоча при регулярному хроматографічному аналізі масла ця характеристика втрачає актуальність), вологовміст, а також реакція водяної витяжки. Нормативи для цих параметрів, базуються на багаторічному практичному досвіді та закріплені в СОУ-Н ЕЕ 20.302:2007 «Норми випробування електрообладнання».

Для діагностики стану трансформатора важливу роль відіграє фізико-хімічний аналіз трансформаторного масла, зокрема хроматографічний аналіз масла (ХАРГ), який дозволяє виявити наявність семи розчинених газів та фуранових з'єднань.

Хроматографічний аналіз:

Хроматографічний аналіз газів, розчинених у маслі трансформаторів, наразі широко застосовується в усіх розвинених країнах як ефективний метод

ранньої діагностики повільно розвиваючих дефектів. Існують як міжнародні, так і вітчизняні норми, що регламентують процедуру ХАРГ та трактування результатів аналізу, і вони досить схожі між собою [16].

ХАРГ складається з кількох етапів: відбір проби масла за допомогою масловідбірного пристрою (шприца); транспортування та правильне зберігання проби; виділення розчинених газів за спеціальною методикою; визначення вмісту газів у газовому аналізаторі (хроматографі); діагностика дефекту на основі складу газів та швидкості їх зростання.

Хроматографічний аналіз газів, розчинених у трансформаторному маслі, здійснюється у спеціалізованих лабораторіях і є завданням високої професійної складності.

Першим кроком у виконанні ХАРГ є екстракція газів із масла [16]. Найпоширенішим методом є рівноважне виділення газів у шприці. Для цього у шприц об'ємом 20 мл набирають трансформаторне масло та газ-носії (гелій або аргон) у пропорціях, встановлених відповідно до прийнятої методики. Отриману суміш барботують, унаслідок чого відбувається газообмін, і частина розчинених у маслі газів переходить у газ-носії відповідно до визначених коефіцієнтів розчинності. Далі отримана газова суміш аналізується на кількісний склад за допомогою спеціального пристрою – хроматографа.

У хроматографах для аналізу газової суміші використовується газоадсорбційний метод розділення. Він здійснюється в спеціальних колонках, заповнених адсорбентом – пористою речовиною, що виконує функцію «молекулярного сита». Завдяки відмінностям у фізико-хімічних властивостях газів, складових суміші, вони рухаються через розділову колонку з різною швидкістю. У результаті кожний газ досягає виходу з колонки у різний момент часу, що дозволяє ідентифікувати та проаналізувати їх склад.

Кількісні концентрації газів визначаються за допомогою спеціальних пристроїв, які називаються детекторами. Отримані дані фіксуються у вигляді хроматограм, що відображаються на екрані ЕОМ. Результати обробляються за

допомогою спеціалізованого програмного забезпечення, аналізуються та зберігаються у базі даних, створеній для маслonaповненого обладнання.

Періодичний відбір масла для хроматографічного аналізу (ХАРГ) з інтервалом один раз на шість місяців у більшості випадків дозволяє:

- відстежувати розвиток дефектів;
- прогнозувати можливі пошкодження, які не виявляються традиційними методами;
- визначати характер дефектів, таких як розряди чи гарячі точки (наприклад, замкнуті струмові контури через стяжні болти);
- виявляти дефекти контактів РПН, проблеми міжлистової ізоляції, перегріву твердої ізоляції, часткові розряди через недостатню пропитку або надмірну вологість ізоляції, дефекти потенційних з'єднань екрануючих елементів та інших деталей, що можуть призводити до утворення плаваючого потенціалу та іскріння.

Однак важливо зазначити, що хроматографія не здатна виявити всі види дефектів. Деякі з них можуть розвиватися дуже швидко, і періодичний відбір проб масла з інтервалом у кілька місяців може бути недостатнім для їх своєчасного виявлення. До таких дефектів належать:

- швидко прогресуючі дугові перекриття;
- виткові та міжкатушкові замикання;
- повзучі розряди;
- раптові пробої головної ізоляції або каналів, спричинені концентрацією домішок, вологи чи сторонніх предметів, залишених після ремонту.

За досвідом хроматографічного аналізу, основні гази (газ із найбільшою концентрацією в межах допустимих значень) характеризують специфічні типи дефектів у трансформаторі:

- H_2 (водень) – пов'язаний із електричними дефектами, такими як: часткові розряди невисокої енергії; іскрові та дугові розряди; гарячі точки.
- C_2H_2 (ацетилен) – вказує на високотемпературні розряди ($700^{\circ}C$ і вище): іскріння; дугові розряди.

- CH_4 (метан) – свідчить про нагрівання масла та ізоляції у діапазоні температур 250-400°C: перевантаження трансформатора; несправності системи охолодження; часткові розряди невисокої енергії.

- C_2H_6 (етан) – характерний для термічного нагрівання масла та паперово-масляної ізоляції при температурах понад 300°C.

- C_2H_4 (етилен) – свідчить про високотемпературне нагрівання масла та паперово-масляної ізоляції (понад 600°C).

- CO (оксид вуглецю) – сигналізує про: старіння та зволоження масла або твердої ізоляції; перегрів ізоляції у всій масі.

- CO_2 (діоксид вуглецю) – вказує на нагрівання та старіння твердої ізоляції (паперу, картону).

Для наочного уявлення залежності складу газів у трансформаторному маслі від температури «гарячої точки» можна використовувати якісну діаграму динаміки вмісту газів (рисунок 3.3).

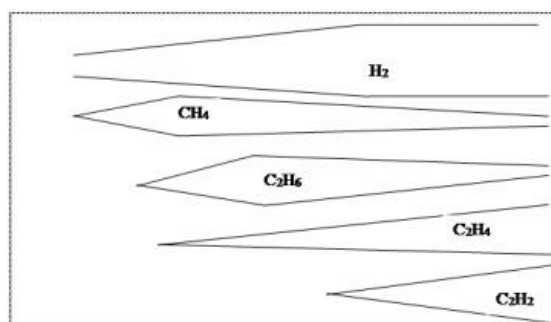


Рисунок 3.3 – Діаграма динаміки газів при наявності «гарячої точки»

3.4. Ефективність застосування автоматичної системи діагностики

Силкові трансформатори високої напруги, незважаючи на їх високу надійність, через відсутність рухомих частин можуть зазнавати аварій внаслідок негативних зовнішніх впливів.

Застарілість і зношеність обладнання є ключовим фактором підвищеного ризику аварій. За статистикою, більше половини трансформаторного обладнання

перевищує нормативний термін експлуатації [17]. Поломка потужного трансформатора може завдати підприємствам збитків у десятки мільйонів гривень.

Для запобігання виходу з ладу обладнання та виявлення небезпечних режимів роботи застосування автоматизованих систем моніторингу є життєво необхідним.

Переваги використання автоматизованих систем моніторингу:

1. Безперервна діагностика без відключення.

Сучасні технології дозволяють проводити діагностику трансформаторів без їхнього відключення від мережі. Це знижує витрати та запобігає фінансовим втратам через простої.

2. Перехід до профілактичного обслуговування.

Автоматизовані системи моніторингу дозволяють оцінювати реальний технічний стан трансформаторів, що скорочує витрати на обслуговування та подовжує термін їхньої експлуатації.

3. Раннє виявлення дефектів.

Завдяки багатопараметричному моніторингу вдається виявляти дефекти на початковій стадії, що забезпечує: своєчасне прийняття рішень для їх усунення; високу готовність обладнання до роботи; мінімізацію простоїв через ремонти; збільшення міжремонтного інтервалу.

4. Автоматизація керування.

Застосування засобів автоматизації для управління режимами роботи трансформаторів дозволяє зменшити навантаження на обладнання, що сприяє подовженню його терміну служби.

Результати застосування автоматизованих систем моніторингу.

Впровадження автоматизованих систем моніторингу силових трансформаторів дає такі переваги:

- підвищення надійності електропостачання;
- продовження строку служби обладнання;
- запобігання виходу з ладу дорогого устаткування;

- зниження кількості аварійних ситуацій;
- усунення простоїв.

Економічна ефективність:

Впровадження автоматизованої системи моніторингу високовольтних трансформаторів потребує значно менших витрат, ніж капітальний ремонт або заміна обладнання. Крім того, ці витрати набагато нижчі порівняно з потенційними збитками, які можуть бути спричинені тривалими аваріями, особливо в промислово розвинених регіонах.

Підсумовуючи, використання автоматизованих систем моніторингу забезпечує економічну та технічну доцільність, підвищуючи надійність, безпеку та ефективність роботи силових трансформаторів.

3.5. Висновки до розділу 3

Очікуваний ефект від впровадження автоматизованих систем моніторингу для силових трансформаторів можна оцінити через кілька ключових аспектів:

- Зниження кількості аварій: автоматизована система моніторингу дозволяє значно зменшити кількість аварійних ситуацій, що, в свою чергу, сприяє зменшенню витрат на ремонт.

- Зменшення позапланових відключень електроенергії: система дозволяє своєчасно оцінювати стан трансформаторів, що дає змогу уникнути непотрібних відключень.

- Своєчасний ремонт: автоматизована система моніторингу забезпечує виведення обладнання в ремонт на ранніх етапах, що знижує ризик аварій, витрати на ремонт та зменшує час простою.

Швидке та правильне виявлення дефектів дає можливість усунути їх до того, як вони спричинять серйозні пошкодження. Наприклад, ремонт на місці установки може вирішити проблеми з вводами, насосами, охолоджуючими радіаторами та витоками масел. Однак деякі дефекти потребують транспортування трансформатора на завод для капітального ремонту. Якщо

дефект не виявлений вчасно і спричинив дугу, витрати на ремонт можуть зрости вдвічі.

Автоматизована система моніторингу дозволяє також оптимізувати планування ремонтів, знижуючи втрати через простої трансформаторів. Це особливо важливо для старих трансформаторів, термін служби яких перевищує 12-17 років, коли ризик поломок значно зростає.

Ці системи використовують сучасні вимірювальні та обчислювальні технології для складного аналізу даних, виявлення кореляцій між параметрами та регресійний аналіз. Використання таких систем дозволяє значно знизити ризики аварій і, як результат, отримати економічні вигоди.

Приклад з США показує, що енергокомпанії, які впровадили автоматизовану систему для моніторингу трансформаторів, економлять в 3-6 разів більше, ніж витрачають на систему контролю, включаючи періодичні вимірювання трансформаторів в неактивному стані.

4. ОХОРОНА ПРАЦІ

4.1. Дія електричного струму на людину

Електричний струм, який проходить через людський організм, викликає термічні, електролітичні та біологічні ефекти:

- термічний ефект проявляється у вигляді опіків окремих ділянок тіла та нагріванні кровонесних судин, нервових волокон тощо;
- електролітичний ефект спричиняє розкладання крові та інших органічних рідин, що порушує їх фізико-хімічні властивості;
- біологічний ефект є особливим процесом, властивим живій тканині: струм подразнює й порушує функції тканин, викликаючи мимовільні судомні скорочення м'язів, включаючи серцевий м'яз і легені. Це може призвести до різноманітних збоїв у роботі організму, аж до повного зупинення дихальної та серцево-судинної систем.

Подразнюючий вплив струму може бути прямим, коли він проходить безпосередньо через тканини, або рефлекторним, впливаючи через центральну нервову систему, якщо шлях струму лежить поза межами цих тканин.

Загалом вплив електричного струму призводить до двох типів уражень: електротравм та електричних ударів.

Електричний струм є серйозною загрозою, тому інженерно-технічні засоби безпеки, що призначені для захисту працівників від ураження струмом, мають постійно перебувати під увагою. Згідно зі статистикою, основні ураження електрострумом відбувається при контакті з відкритими струмопровідними частинами обладнання, які перебувають під напругою.

Понад 21% нещасних випадків з ураженням електричним струмом виникають через контакт з металевими частинами обладнання, що потрапили під напругу через пошкодження ізоляції. До 19% випадків відбуваються через контакт з неметалевими частинами, які знаходяться під напругою, зокрема через дотик до ізольованих струмопровідних частин з пошкодженою ізоляцією або до

частин з низьким електричним опором. Приблизно 3% випадків трапляються через контакт з підлогою, стінами та іншими конструктивними елементами приміщення, які опинилися під напругою через пошкодження ізоляції. Близько 2% випадків виникають через ураження електричною дугою.

4.2. Захисні заходи від впливу електричного струму на головній знижувальній підстанції

Для забезпечення безпеки працівників, які обслуговують електроустановки, застосовуються спеціальні електрозахисні засоби. Вони класифікуються за функціональним призначенням на ізолюючі, огорожувальні та допоміжні.

Ізолюючі електрозахисні засоби забезпечують ізоляцію людини від струмопровідних частин обладнання, що перебувають під напругою, а також від землі. Вони поділяються на:

- основні засоби, які здатні витримувати робочі напруги електроустановок і забезпечують можливість безпечного контакту зі струмопровідними елементами;

- додаткові засоби, що використовуються для підвищення рівня захисту.

До основних засобів ізоляції для електроустановок з напругою понад 1000 В відносяться:

- індикатори напруги;
- оперативні та вимірювальні штанги;
- ізолюючі та електровимірювальні кліщі;
- індикатори напруги;
- ізолюючі сходи;
- ізолюючі елементи телескопічних підйомників;
- захвати для транспортування гірлянд ізоляторів.

Для електроустановок із напругою до 1000 В використовуються такі основні ізолюючі засоби:

- діелектричні рукавички;
- оперативні штанги;
- ізолюючі та електровимірювальні кліщі;
- інструменти з ізолюючими рукоятками;
- індикатори напруги.

Використання оперативних штанг. Для безпечного вмикання та вимикання ручних роз'єднувачів, від'єднувачів, вимикачів, а також для монтажу розрядників у системах напругою понад 1000 В застосовуються ізолюючі оперативні штанги. При роботах, пов'язаних із встановленням переносних заземлень на струмопровідні частини, використовуються спеціальні штанги для заземлення.

Специфіка захисних штанг для високої напруги. В електроустановках напругою 110 кВ дозволено використовувати штанги зі складеними металевими елементами, якщо вони містять ізолювальні секції, що забезпечують безпечну експлуатацію.

Додаткові ізолюючі електрозахисні засоби при високій напрузі не забезпечують повної безпеки самостійно, а лише доповнюють основні ізолюючі засоби захисту. Для електроустановок з напругою понад 1000 В до таких додаткових засобів належать:

- діелектричні боти;
- діелектричні гумові рукавички;
- гумові діелектричні килимки;
- ізолюючі підставки на порцелянових ізоляторах.

Ці засоби служать для підвищення рівня безпеки під час виконання робіт в умовах високої напруги.

Захист рук від механічних пошкоджень і впливу температур. Для забезпечення захисту рук від різноманітних механічних пошкоджень, високих і низьких температур, а також від іскор, бризок розплавлених матеріалів (металів,

кабельних мас, олив і нафтопродуктів), використовуються спеціальні рукавиці. Вони повинні виготовлятися відповідно до технічних стандартів, з вогнезахисної просоченої парусини і мати додаткові захисні накладки. Стандартна довжина таких рукавиць не перевищує 300 мм, що забезпечує зручність і ефективність при виконанні робіт у небезпечних умовах.

Огороджувальні електрозахисні засоби використовуються для тимчасового ізолювання струмоведучих частин електроустановок, що знаходяться під напругою. Це забезпечує захист персоналу від прямого контакту з електрично небезпечними елементами. До таких засобів належать: переносні заземлення, переносні огорожі, ізолюючі накладки і ковпаки, попереджувальні плакати.

Допоміжні засоби захисту спрямовані на забезпечення безпеки персоналу при роботах на висоті. До таких засобів належать: пазурі для безпечного піднімання на висоту, запобіжні пояси та страхувальні канати для захисту від падіння.

Для виконання робіт під напругою обов'язковим є використання індивідуальних засобів захисту від ураження електричним струмом. Це включає в себе: діелектричні боти, чоботи і калоші, діелектричні рукавички.

Ці засоби виготовляються з діелектричної гуми, яка здатна витримувати високі напруги, і повинні відповідати вимогам стандартів та правил користування та випробувань захисних засобів в електроустановках.

Безпека роботи електроустановок забезпечується через використання низки технічних засобів і методів. Серед них: зменшення напруги, електричне розділення мереж, вирівнювання потенціалів, робоча ізоляція струмоведучих частин, компенсація ємнісної складової струмів, замикання на землю, огороджувальні пристрої, блокування, попереджувальна сигналізація, знаки безпеки, засоби захисту та запобіжні пристрої.

У разі аварійного режиму рекомендується застосовувати такі засоби, як: захисне відключення, подвійна ізоляція, захисне заземлення, занулення, пробивні запобіжники.

4.3. Технічні заходи, що забезпечують безпечні умови виконання робіт

Перед початком робіт, які вимагають зняття напруги, необхідно виконати такі технічні заходи в наведеній послідовності:

- здійснити необхідні відключення та вжити заходів для попередження випадкового або неконтрольованого включення комутаційних пристроїв;
- повісити заборонні плакати на ручних приводах і на ключах дистанційного керування комутаційними пристроями. За потреби, здійснити огороження струмоведучих частин;
- під'єднати переносні заземлення до землі;
- перевірити відсутність напруги на струмоведучих частинах, до яких планується підключити заземлення та якщо переносні заземлення будуть встановлені поблизу струмоведучих частин, які не належать до зони робочого місця, слід встановити огороження до перевірки відсутності напруги та заземлення;
- встановити заземлення відразу після перевірки відсутності напруги та розмістити плакати "Заземлено" на приводах відключених комутаційних апаратів;
- за необхідності, огородити робочі зони або струмоведучі частини, що залишаються під напругою, та повісити на огороження відповідні плакати безпеки. До або після заземлення струмоведучих частин, в залежності від конкретних умов, ці частини необхідно огородити.

Відсутність напруги необхідно перевіряти за допомогою покажчика напруги, який перед застосуванням слід перевірити за допомогою спеціальних приладів або шляхом наближення до частин під напругою.

На електроустановках електростанцій та підстанцій перевіряти відсутність напруги може один працівник з оперативного або оперативно-виробничого персоналу, якщо він має групу IV – в установках понад 1000 В, або групу III – в установках до 1000 В.

Заземлення на струмоведучій частині вимкненої для робіт ділянки електроустановки необхідно встановити одразу після перевірки відсутності напруги. В електроустановках понад 1000 В потрібно заземлювати струмоведучі частини всіх фаз вимкненої ділянки з усіх боків, звідки можлива подача напруги, за винятком вимкнених для роботи збірних шин, де достатньо одного заземлення.

Заземлені струмоведучі частини мають бути відокремлені від тих, що перебувають під напругою, видимим розривом. Додаткове заземлення на струмоведучій частині безпосередньо на робочому місці є обов'язковим у випадках, коли ці частини можуть опинитися під наведеною напругою.

Таким чином, дотримання правил з охорони праці при роботі в електроустановках під напругою надзвичайно важливе, оскільки дотримання цих правил може врятувати життя.

В електроустановках понад 1000 В необхідно заземлювати струмопровідні частини всіх фаз відключеної для робіт ділянки з усіх боків, звідки може надходити напруга, за винятком вимкнених для робіт збірних шин, на яких достатньо одного заземлення.

Під час роботи з відключеним лінійним роз'єднувачем слід додатково заземлити проводи спусків зі сторони ПЛ, незалежно від наявності заземлювальних ножів, причому це заземлення не повинно порушуватися під час маніпуляцій із роз'єднувачем. Установлення та зняття переносних заземлень слід проводити, коли заземлювальні ножі увімкнені у бік лінії.

Заземлені струмоведучі частини необхідно відокремити від струмоведучих частин під напругою видимим розривом. Установлені заземлення можуть бути відокремлені від струмоведучих частин, на яких виконуються роботи, за допомогою вимкнених комутаційних апаратів, знятих запобіжників, демонтованих шин або проводів.

Додаткове заземлення на струмоведучі частини безпосередньо на робочому місці необхідне, якщо ці частини можуть опинитися під наведеною напругою (потенціалом).

Переносні заземлення слід приєднувати до струмопровідних частин з очищеною поверхнею.

В електроустановках, де встановлення заземлень небезпечно або неможливе (наприклад, у певних розподільчих шафах, КРП окремих типів), допускається замість заземлення надягати діелектричні ковпаки на ножі роз'єднувачів або встановлювати ізолюючі накладки між контактами комутаційних апаратів.

В електроустановках до 1000 В, під час роботи на збірних шинах РП, щитів і збірок, необхідно зняти напругу з шин та заземлити їх (крім тих шин, які виконані ізольованим проводом). Потребу і можливість заземлення приєднань цих РП, щитів, збірок і обладнання, підключеного до них, визначає працівник, який видає відповідний наряд або розпорядження.

У електроустановках дозволяється тимчасове зняття заземлень, встановлених для підготовки робочого місця, якщо це обумовлено характером виконуваних робіт, як-от вимірювання опору ізоляції або тестування обладнання від зовнішнього джерела струму. Тимчасове зняття і подальше встановлення заземлень здійснюють оперативні або оперативно-виробничі працівники, а також керівник робіт за вказівкою особи, яка видала наряд. Дозвіл на ці операції заноситься в наряд і вказується місце, причина зняття тимчасового заземлення.

У електроустановках з напругою понад 1000 В встановлення переносних заземлень виконують два працівника: один із IV групою (оперативний або оперативно-виробничий персонал), а інший – з III групою (виробничий працівник або працівник підприємства-споживача). На віддалених підстанціях, за дозволом керівника робіт, для виконання заземлень у основній схемі може бути призначений інший працівник з III групою.

5. ЕКОНОМІЧНЕ ОБГРУНТУВАННЯ

Промислові підприємства, які експлуатують застарілі силові трансформатори, стикаються з необхідністю постійного технічного обслуговування та реінвестицій. Це пов'язано з тим, що несправності трансформаторів не лише призводять до втрат електроенергії, але й погіршують стабільність і надійність електричних мереж, що може спричинити значні витрати та неприємності для виробництва.

Традиційна модель технічного обслуговування, яка базується на заздалегідь визначених часових інтервалах, має суттєві недоліки. Частота обслуговування зазвичай визначається на основі досвіду підприємства або рекомендацій виробника, що може спричинити або надмірні витрати через занадто часті перевірки, або ризик виникнення несправностей через недостатню частоту. Такий підхід виявляється неефективним, оскільки не враховує фактичний стан трансформатора, що підвищує ймовірність непередбачуваних відключень та аварійних ситуацій.

Сучасні підходи до технічного обслуговування все частіше орієнтуються на стан обладнання, поступово замінюючи традиційну модель, засновану на часових інтервалах. Такий підхід дозволяє здійснювати обслуговування виключно тоді, коли параметри трансформатора свідчать про його знос або старіння. Обслуговування за станом базується на впровадженні систем on-line моніторингу, які за допомогою сенсорів фіксують процеси деградації обладнання, забезпечуючи передачу зібраних даних для глибокого аналізу та оцінки технічного стану обладнання.

Системи моніторингу, орієнтовані на стан обладнання, мають суттєві переваги над традиційними підходами. Вони дозволяють автоматично оцінювати технічний стан трансформаторів і своєчасно реагувати на всі відхилення у їх роботі. Такий підхід сприяє мінімізації ризиків аварій і пошкоджень, а також оптимізує витрати на ремонтні роботи.

Серед найуспішніших прикладів подібних рішень варто виділити систему SITRAM TDCM, розроблену компанією Siemens. Ця повністю автоматизована та енергоефективна система забезпечує безперервний моніторинг стану трансформаторів, що дозволяє суттєво підвищити економічну ефективність і надійність енергетичних систем. Завдяки цій системі можливо своєчасно вживати заходів для попередження збоїв у роботі обладнання, мінімізуючи ризики аварій.

Зміст проекту:

Метою проекту є забезпечення надійного електропостачання споживачів через впровадження системи моніторингу технічного стану трансформатора. Ця система дозволить підвищити ефективність і надійність роботи трансформаторів на знижувальній підстанції, що сприятиме істотному продовженню терміну експлуатації ключового елемента підстанції – силового трансформатора.

Напрямки застосування:

Система встановлюється на потужних силових трансформаторах для моніторингу їх стану та прогнозування потреби в своєчасному виведенні в ремонт.

Вигоди для користувача:

Покращення рівня надійності електропостачання, що дозволить значно скоротити економічні, моральні та соціальні витрати споживачів, пов'язані з усуненням наслідків аварійних знеструмлень.

Для проведення порівняльного аналізу техніко-економічних переваг систем моніторингу від різних виробників, зокрема Siemens SITRAM TDCM, ABB CORETEC та GE MS3000, можна розглянути такі основні аспекти: характеристики продуктивності, вартість, зручність у використанні, функціональність та підтримка після продажу.

Таблиця 5.1 – Особливості пристроїв

№ з/п	Характеристика	Пристрій		
		SITRAM TDCM	MS3000	CORETEC
1	Вологість масла	✓	✓	✓
2	Моніторинг вводів	✓	✓	–
3	Частковий розряд	–	✓	–
4	Аналіз розчинених газів	✓	✓	✓
5	Контроль температури	✓	верхніх/нижніх шарів	верхніх/нижніх шарів

Обрана технологія моніторингу трансформаторів, така як система Siemens SITRAM TDCM, значно підвищує ефективність управління обладнанням завдяки своїм перевагам у режимі on-line. До основних переваг цієї системи належать:

Моніторинг on-line:

Можливість безперервного відстеження стану трансформатора надає цей комплекс, що дає змогу швидко реагувати на зміни в умовах роботи. Це відіграє ключову роль в оптимізації завантаження обладнання, дозволяючи безпечно підвищувати навантаження на трансформатор або своєчасно уникати перевантажень, запобігаючи можливим пошкодженням.

Прогнозування стану:

Вбудований блок прогнозування дозволяє передбачати необхідність ремонту, що:

Попереджає аварійні ситуації та зменшує ризик значних пошкоджень.

Сприяє ефективнішому плануванню ремонтних заходів, зменшуючи частоту виїздів технічного персоналу та витрати на технічне обслуговування.

Економія ресурсів:

Зменшення частоти планових перевірок стану трансформатора з боку обслуговуючого персоналу завдяки надійним даним з системи моніторингу. Це дозволяє заощадити час і ресурси на трудомістких та дорогих процедурах огляду і технічного обслуговування.

Підвищення надійності енергосистеми:

Безперервний контроль та раннє виявлення потенційних проблем забезпечують стабільну роботу трансформатора, мінімізують час простою і ризик виходу обладнання з ладу. Це сприяє покращенню загальної якості електропостачання.

Оптимізація витрат:

Зменшення потреби у позапланових роботах та аварійних ремонтах, а також збільшення проміжків між плановими оглядами обладнання веде до значного зниження експлуатаційних витрат.

Вартість виклику приймаємо 15000 грн., для розрахунку заробітної плати працівника сервісної служби за рік.

Таблиця 5.2 – Показники пристроїв

№ з/п	Характеристика	Пристрій		
		SITRAM TDCM	MS3000	CORETEC
1	Термін служби, $T_{сл}$, років	15-30	15	до 15
2	Річна ЗП 1-го працівника сервісної служби (вартість 1-го виклику), $Z_{зп}$, грн.	15 000	15 000	30 000
3	Вартість пристрою, грн.	1 354 000	2 240 000	930 000
4	Вартість монтажних робіт, грн.	70 000	1 170 000	530 000
5	Витрати праці на обслуговування пристрою, Z_m , людино-години	1	1	8
6	Потужність пристрою, кВт	0,3	0,3	0,3

Для кожного пристрою щорічні витрати розраховуються:

$$B = A + B_e + B_{ен} \quad (1)$$

де A – амортизаційні нарахування; B_e – витрати на експлуатаційне обслуговування; $B_{ен}$ – вартість використаної пристроями електроенергії.

Амортизаційні витрати обчислюються:

$$A = \frac{k_n \cdot p_a}{100} \quad (2)$$

де k_n – ціна пристрою; p_a – амортизаційні витрати, %.

Витрати на амортизацію знаходяться таким чином:

$$p_a = \frac{100\%}{T_{сл}} \quad (3)$$

де $T_{сл}$ – термін служби устаткування.

На експлуатаційне обслуговування витрати розраховуються:

$$B_e = \frac{Z_{зн} \cdot Z_m}{k \cdot 252 \cdot 8} \quad (4)$$

де $Z_{зн}$ – річна зарплата 1-го працівника сервісної служби (вартість 1-го виклику), грн.; 252 – кількість робочих днів за рік; 8 – кількість робочих годин за день; $k = 0,5$ – коефіцієнт; Z_m – витрати праці на обслуговування пристрою, людино-години.

Нижче наведено вартість використаної електроенергії за рік кожним пристроєм моніторингу.

Ціна за електроенергію встановлена на рівні – 7 грн./кВт*год.

Таблиця 5.3 – Вартість використаної електроенергії

Пристрій моніторингу	Вартість використаної електроенергії, $B_{ен}$, грн./рік
SITRAM TDCM	18 396
MS3000	18 396
CORETEC	18 396

Щорічні витрати для пристрою SITRAM TDCM:

Визначаються згідно формули (3) амортизаційні витрати p_a , $T_{сл}$ – обираємо середнім між 15 і 30 роками:

$$p_a = \frac{100\%}{22,5} = 4,4 \%$$

Обчислюються згідно формули (2) амортизаційні витрати A :

$$A = \frac{1354000 \cdot 4,4}{100} = 59\,576 \text{ грн.}$$

Застосовуємо формулу (4) для обчислення витрати на експлуатаційне обслуговування B_e :

$$B_e = \frac{15000 \cdot 1}{0,5 \cdot 252 \cdot 8} = 15 \text{ грн.}$$

Розраховуємо згідно формули (1) сумарні щорічні витрати для вказаного пристрою:

$$B = 59\,576 + 15 + 18\,396 = 77\,987 \text{ грн.}$$

Загальні фінансові витрати на монтаж і обслуговування цього пристрою складають 1 501 987 грн.

Обчислення для двох інших моніторингових пристроїв ідентичні.

Всі результати вказані в таблиці 5.4.

Таблиця 5.4 – Дані економічних розрахунків

Показники	Пристрій		
	SITRAM TDCM	MS3000	CORETEC
Вартість системи, грн.	1 354 000	2 240 000	930 000
Щорічні витрати, <i>B</i> , грн.	77 987	116 971	80 954
Вартість монтажно-налагоджувальних робіт, грн.	70 000	1 170 000	420 000
<i>Разом, грн.</i>	<i>1 501 987</i>	<i>3 526 971</i>	<i>1 430 954</i>

Висновки до розділу. Після проведеного розгляду розрахунків можна зробити висновок, що з економічної перспективи вибір приладу CORETEC є найбільш вигідним. Однак з технічного боку цей прилад моніторингу істотно програє устаткуванню SITRAM TDCM, хоча різниця в витратах між ними є незначною. Придбання та встановлення приладу MS3000 обійдеться значно дорожче, хоча і має подібні технічні показники та щорічні витрати.

ВИСНОВКИ ТА ПРОПОЗИЦІЇ

Під час виконання магістерської роботи на тему «Підвищення надійності роботи головної знижувальної підстанції 110/6 кВ промислового підприємства» було досягнуто наступних результатів:

1. Проведено аналіз поточного стану енергосистеми промислового підприємства. Досліджено технічний стан основного обладнання знижувальної підстанції, виявлено ризики, пов'язані зі старінням силового трансформатора, та обґрунтовано необхідність впровадження системи моніторингу.

2. Обґрунтовано вибір системи моніторингу при техніко-економічному порівнянні сучасних систем моніторингу стану трансформаторів. З результатів аналізу визначено, що система SITRAM TDCM є найбільш ефективним рішенням для підвищення надійності роботи підстанції.

3. Розроблено технічні та економічні рішення. Встановлення автоматичної системи моніторингу забезпечує безперервний контроль параметрів трансформатора в реальному часі, своєчасне виявлення дефектів, прогнозування стану обладнання, що дозволяє проводити обслуговування за фактичним станом, а не за регламентом.

4. Оцінено вплив впровадження приладів моніторингу на функціонування підстанції. Використання автоматичної системи моніторингу дозволяє зменшити кількість аварійних ситуацій, скоротити витрати на технічне обслуговування та ремонт, підвищити загальну надійність і стабільність енергопостачання споживачів підприємства.

5. Підтверджено економічну доцільність проекту. Результати розрахунків показали, що впровадження автоматичної системи моніторингу забезпечує значну економію за рахунок зменшення аварійності та оптимізації витрат на експлуатацію і технічне обслуговування.

Список використаних джерел

1. Попова І. О. Причини і наслідки пошкоджень силових трансформаторів сільських споживчих підстанцій / І. О. Попова, С. Ф. Курашкін, В. С. Попрядухін // Збірник наукових праць Переяслав-Хмельницького державного педагогічного університету імені Григорія Сковороди. – Вип. 314. – с. 618-622.
2. Журахівський А. В. Надійність електроенергетичних систем і електричних мереж : підручник / А. В. Журахівський, С. В. Казанський, Ю. П. Матеєнко, О. Р. Пастух . – К. : КПІ ім. Ігоря Сікорського , 2017. 456 с.
3. Курашкін С. Ф. Механізм пошкодження елементів конструкції силового трансформатора / Вісник Харківського національного технічного університету сільського господарства ім. П. Василенка. Технічні науки. // Проблеми енергозабезпечення та енергозбереження в АПК України. – Вип. 186. – Харків: ХНТУСГ, 2017. – с. 62-63.
4. Ермолаєв С. А., Яковлев В. Ф., Козирський В. В., Куценко Ю. М., Мунтян В. О., Радько І. П. Проектування систем електропостачання в АПК (підручник) Міністерство аграрної політики України – Київ.: ЦТІ «Енергетики та електрифікації», 2009. 544 с.
5. Савойський О. Ю., Сіренко В. Ф., Вольвач Т. С., Сіренко Ю. В. Підвищення надійності районних трансформаторних підстанцій за рахунок орнітологічного захисту ліній електропередачі. Праці Таврійського державного агротехнологічного університету імені Дмитра Моторного, Том 24 № 2 (2024), с. 130-139.
6. Кириленко О. В. Аналіз надійності функціонування електроенергетичних об'єктів: монографія / О. В. Кириленко, Б. М. Кінаш, В. І. Гудим – Київ, 2008. 224 с.
7. Попова І. О. Експлуатаційні впливи на надійність елементів конструкції силових трансформаторів в АПК / І. О. Попова, Б. Ю. Сідельников, С. В. Щербаков // Матеріали конференції Таврійського державного

агротехнологічного університету імені Дмитра Моторного. – Мелітополь, 2020. – с. 11-14.

8. Яковлєв В. Ф., Мунтян В. О., Куценко Ю. М., Коваль Д. М., Ільїн Д. В. Проектування систем електропостачання в АПК. Електрична частина підстанцій (навчальний посібник) Мелітополь : Видавництво «Люкс», 2007. 177 с.

9. Плешков П. Г. Організація системи моніторингу силових трансформаторів / Плешков П. Г., Мануйлов В. Ф., Савеленко І. В. // Наукові записки, вип. 10, част. II, Кіровоградський національний технічний університет. – 2010. – с. 250-255.

10. Б. Демида, О. Гапєєва. Автоматизована система моніторингу промислових трансформаторів. SCSIT. 2010; Випуск 686: с. 23-33.

11. Сахно О. А., Доморощин С. В., Скрупська Л. С. Моніторинг концентрації газів, розчинених у трансформаторному маслі, під час експлуатації силового трансформаторного обладнання, Вісник ВПІ, вип. 6, Груд. 2021. – с. 44-50.

12. Адамова С. В. Оцінка технічного стану силових трансформаторів за результатами ХАРГ. Науковий вісник Таврійського державного агротехнологічного університету. 2018. № 8(2). с. 221-231.

13. Технологія наукових досліджень електроенергетичних систем в аграрному виробництві : Навчальний посібник / Г. Б. Іноземцев, В. В. Козирський. За ред. Г. Б. Іноземцеві. – К. : ТОВ «Аграр Медіа Груп», 2011. 198 с.

14. ДСТУ 2104-92. Трансформатори силові масляні загального призначення класів напруги 110 і 150 кВ. Технічні умови. – К. – 39 с.

15. Методичні рекомендації визначення технологічних витрат електричної енергії в трансформаторах і лініях електропередавання : затв. наказом Міненерговугілля від 21.06.2013 № 399.

16. Електропостачання промислових підприємств : Підручник для студентів електромеханічних спеціальностей / В. І. Мілих, Т. П. Павленко. – Харків : ФОП Панов А. М., 2016. 272 с.

17. Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів. НПАОП 40.1-1.21-98 Основа. К. - 2024. 176 с.

18. Матвійчук В. А. Діагностування електрообладнання. Навч. посіб. / В. А. Матвійчук, О. Є. Рубаненко, І. О. Гунько – Вінниця: ВНАУ, 2020. 138 с.

19. Електрична частина станцій та підстанцій: курс лекцій [Електронний ресурс] : навчальний посібник для студ. спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» / уклад. : О. В. Остапчук, П. Л. Денисюк, Ю. П. Матеєнко / КПІ ім. Ігоря Сікорського, – Київ : КПІ ім Ігоря Сікорського, 2022. 183 с.

20. Електричні мережі та системи. Режим роботи розімкнених мереж : Навчальний посібник з дисципліни для всіх форм навчання напряму підготовки 6.050701 «Електротехніка та електротехнології» / Уклад. В. В. Кирик. -К. : НТУУ «КПІ», 2014.130с.

21. Правила безпечної експлуатації електроустановок, НПАОП 40.1-1.01-97.

22. Правила технічної експлуатації електроустановок споживачів Основа. К 2022. 328

23. СОУ-Н ЕЕ 20.622:2008 Система технічного обслуговування і ремонту обладнання електростанцій. Здавання в ремонт та приймання з ремонту обладнання.

24. Правила улаштування електроустановок. Мінпаливенерго України, 2010 // вид. 3-тє, перероб. і доп. – 736 с.

25. ДСТУ 3463-96 Керівництво з навантаження силових масляних трансформаторів (ГОСТ 14209-97, ІЕС 354-91). З Поправкою (ІПС № 11-1999).

26. Норми випробовувань електрообладнання: СОУ-Н ЕЕ 20.302:2007. – К. ГРІФРЕ, М-во палива та енергетики України Об'єднання енергетичних підприємств/ ДП МОУ «Воєнне видавництво України «Варта», 2007. 262 с. – (Нормативний документ мінпаливенерго України. Норми).

27. Піротті О. Є., Баленко О. І., Бречко В. О., Гузін М. Ю., Гонтар Ю. Г. Аналіз принципів побудови та функціональних можливостей систем

моніторингу стану високовольтних силових трансформаторів. Вісник Національного технічного університету «ХПІ». Серія: Енергетика надійність та енергоефективність, № 1 (1), 2020. – с. 38-42.

28. Лобода В. Б., Чепіжний А. В. Методичні вказівки до виконання магістерської роботи для студентів 2м курсу інженерно-технологічного факультету спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка», денної та заочної форм навчання.– Суми : Сумський НАУ, 2021. 32 с. іл.

29. Каталог Simens. Transforming knowledge into availability SITRAM MONITORING from TLM – Transformer Lifecycle Management. SiemensAG, Energy Sector. 2011.

30. Інтернет джерело: <https://www.siemens-energy.com/global/en/home/publications/manuals-software/sitram-downloads/download-multisense-9-manual.html/>.

31. Інтернет джерело <https://ua.energy/yevrointegratsiya/integratsijnyj-paket-u-sferi-elektroenergetyky/>.

32. Інтернет джерело: <https://assets.new.siemens.com/siemens/assets/api/uuid:5bfb815b0db95760272f17c1329cc56c0c402686/peg8-final-160812.pdf>.

33. Інтернет джерело: https://www.poe.pl.ua/wp-content/uploads/2018/04/Posluhy-ne-poviazani-iz-lits-d_tiu-na-sajt.pdf – перелік та вартість послуг, не пов'язаних із ліцензованою діяльністю, які надаються АТ «ПОЛТАВАОБЛЕНЕРГО».

34. Bartley, W.H. (2011). Ageing transformers are a risk to the electric power supply. Munich Re Schadenspiegel, Issue 2/2011, p. 14-19.

35. Tang, S., Hale, C. & Thaker, H. (2014). Reliability modeling of power transformers with maintenance outage. Systems Science & Control Engineering: An Open Access Journal, 2:1, p. 316-324.

36. Kramer A. On-Load Top-Changers for Transformers / Operations Principles, Applications and Selection. MR-Publication, Regensburg, 1 Ausgable, 2000. – P. 172-230.

37. Berg Heinz-Peter, Fritze Nicole. Reliability and vulnerability of transformers for electricity transmission and distribution. Journal of Polish Safety and Reliability Association Summer Safety and Reliability Seminars, Volume 6, Number 3, 2015. – p. 15-23.

38. Nikolina Petkova,, Petar Nakov, Valeri Mladenov. Real Time Monitoring of Incipient Faults in Power Transformer, ISBN 978-3-662-49434-9, Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2016.

39. Vezir Rexhepi. An Analysis of Power Transformer Outages and Reliability Monitoring. Energy Procedia. Volume 141, December 2017, P. 418-422.