

кристалооптичним методом // *Автоматика, вимірювання та керування* – 2009. – № 639. – С.23–30.
12. Романюк М.О. *Кристалооптика*. – К., 1997. – С. 432. 13. А.с. 1689775 (СССР) МКИ G01K 11/12
М.В. Степаняк, Б. І. Стадник, П.В. Столярчук. – Оpubл.в БИ, 07.11.91. Бюл. №5. – С.41. 14. Патент
на винахід України №91663 МПК G01K 13/00, G01P 3/36, G01H 1/00 / Пристрій для вимірювання
температури та частоти обертових об'єктів / Степаняк Мих. М., Луцик Я.Т. Оpubл. в ІБ 10.08.
2010. Бюл. № 15.

УДК 621.391

Б. Демида¹, О. Гапесва²

¹Національний університет “Львівська політехніка”,
кафедра автоматизованих систем управління;

²Академія Сухопутних військ

АВТОМАТИЗОВАНА СИСТЕМА МОНІТОРИНГУ ПРОМИСЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ

© Демида Б., Гапесва О., 2010

Розглянуто розроблення автоматизованої системи для неперервного вимірювання та ресстрації основних параметрів блокових трансформаторів у процесі експлуатації на базі SCADA системи з метою своєчасного подання інформації для вживання заходів щодо недопущення передаварійних режимів та для аналізу аварійних режимів.

Ключові слова: SCADA система, бокові трансформатори, система моніторингу.

The article reviews the development of automated system for continuous measurement and registration of key parameters of block transformer in service-based SCADA system for timely information for action to prevent pre-emergency regimes and to analyze emergency regimes.

Keywords: SCADA system, side transformers, system monitoring.

Вступ

Постановка проблеми в загальному вигляді та аналіз літератури. Силові трансформатори є одними з наймасовіших і найзначущіших елементів сучасних енергосистем: в мережах 110–750 кВ енергосистеми однієї з країн Європейської співдружності перебуває в експлуатації авто-трансформаторів і силових трансформаторів загальною потужністю 567569 МВА. До величезного трансформаторного парку щорічно додаються нові трансформатори, призначені як для заміни морально і фізично застарілих трансформаторів країни, так і для розвитку нових енергетичних об'єктів.

Збільшення одиничної потужності трансформаторів приводить до того, що у разі аварійного виходу з ладу одного з них виникає загальна аварійна ситуація, що призводить до істотних перебоїв у електропостачанні і, відповідно, до великих матеріальних збитків. Досвід експлуатації показує, що, поряд з дефектами основних вузлів магнітної системи й обмоток, причиною виходу з ладу потужних трансформаторів є дефекти й несправності комплектуючих елементів. Саме тому висока якість пристроїв контролю й сигналізації, встановлених на трансформаторах, є запорукою безаварійної роботи трансформаторного устаткування і зменшення причин виникнення аварійних ситуацій.

Останнім часом у вітчизняному трансформаторобудуванні відбулося істотне позитивне зрушення у бік удосконалення технології виготовлення трансформаторів, зумовлене факторами економії та забезпечення якості послуг. Однак, поряд з істотним якісним зростанням виробництва самого трансформаторного устаткування, що зменшує причини виникнення аварійних ситуацій, якість комплектуючих, по суті, не змінилася. Не змінилася і конструкція пристроїв контролю й сигналізації, у зв'язку з чим залишилася потенційна можливість аварійного виходу з ладу трансформаторів через відмову цих пристроїв або неможливість адекватно реагувати на аварійну ситуацію внаслідок її інерційності та інших негативних факторів. За період з листопада 2000 р. до листопада 2008 р. за актами, які надійшли у Державну інспекцію з експлуатації електричних станцій і мереж, було виявлено 712 відмов і технічних порушень силових трансформаторів напругою 35 – 750 кВ [1].

У табл. 1 наведено розподіл пошкоджень силових трансформаторів за вузлами і класами напруги [1].

Таблиця 1

Розподіл пошкоджень силових трансформаторів за вузлами і класами напруги за період з листопада 2000 р. до листопада 2008 р.

Вузол	Клас напруги, кВ		
	220	330	500
Обмотки	10	1	0
Уведення	44	3	7
РПН	26	1	5
Витік масла	24	2	2
Інше	11	4	3

Аналіз розподілу пошкоджень силових трансформаторів і шунтувальних реакторів за вузлами у відсотковому відношенні демонструє такі показники:

пошкодження високовольтних уведень – 22 %;

пошкодження обмоток та ізоляції – 16 %;

пошкодження пристроїв РПН – 14 %;

пошкодження трансформаторного масла – 23 %.

Найістотніші наслідки спостерігаються при таких дефектах, як:

зниження електричної міцності масляного каналу високовольтних герметичних уведень;

зволоження, забруднення й зношування ізоляції обмоток;

пошкодження пристроїв РПН.

Зауважимо, що у роботі силових трансформаторів частка тих пошкоджень, що супроводжуються внутрішніми короткими замиканнями (далі – КЗ) з пошкодженням обмоток трансформаторів, становить близько 27 % від загальної кількості всіх технологічних порушень [1]. Тобто йдеться про значне зростання парку трансформаторного устаткування, що має термін експлуатації більше ніж 30 років – частка такого устаткування становить 50 %, а в найближчі п'ять років збільшиться ще на 20 %.

Сьогодні у світі прийнята концепція переходу від нормативно встановлених термінів ремонту силових трансформаторів до ремонту залежно від їхнього фактичного стану. Така політика вимагає розвитку інформаційного, технічного й нормативного забезпечення, які давали б змогу виробити чітку стратегію для прийняття рішень про можливість і доцільність подальшої експлуатації устаткування або необхідності виводу його в ремонт. Саме тому активно розвиваються системи безперервного контролю (моніторингу), які використовують комплекс давачів, що реєструють критичні параметри трансформаторів, за змінами яких можна визначити дефекти, які виникають під

час роботи. Така система є типовою підсистемою АСУТП, котра працює під управлінням SCADA [2–5].

Застосування SCADA системи дає такі переваги:

візуалізація процесів у зручному для використання вигляді;

архівне збереження даних для порівняльного аналізу зміни параметрів у часі, що дає змогу повніше оцінити загальний стан трансформаторного устаткування й прогнозувати процес його погіршення;

автоматичне повідомлення про аварійне перевищення нормованих параметрів;

ведення електронних журналів усіх змін тощо.

Мета статті

Основною метою статті є розроблення автоматизованої системи для неперервного вимірювання та реєстрації основних параметрів блокових трансформаторів у процесі експлуатації з метою своєчасного подання інформації для вживання заходів щодо запобігання передаварійним режимам та для аналізу аварійних режимів. Розв'язання цієї задачі дає змогу систематизувати статистичний матеріал для відпрацювання методики й алгоритму автоматизації процесу прийняття рішення для прогнозування часу безаварійної роботи трансформатора.

Для розв'язання основної задачі необхідно розробити структуру автоматизованої системи збору інформації та управління на базі SCADA системи з такими функціональними можливостями [6]:

контролю й реєстрації поточних і граничних значень температури масла в баку трансформатора (верхні й нижні шари);

контролю й реєстрації поточних і граничних значень робочих струмів і напруг трансформатора;

контролю й реєстрації поточних значень активної й реактивної потужності, коефіцієнта потужності $\cos\varphi$;

контролю вмісту газів у маслі бака трансформатора;

контролю абсолютного й відносного вологовмісту масла в баку трансформатора;

контролю струмів комплексної провідності, тангенса кута діелектричних втрат, ємності ізоляції й тиску масла високовольтних уведень;

реєстрації часткових розрядів;

контролю температури масла й води на вході й виході системи охолодження;

контролю тиску масла й води в системі охолодження;

контролю кількості пусків і відпрацьованого ресурсу електродвигунів масляних насосів;

контролю температури навколишнього середовища.

Отже, предметом дослідження та основними завданнями є:

розроблення структури системи;

вибір апаратних засобів;

організація вводу/виводу на контролерному рівні;

декомпозиція задач технологічного процесу на функціональні блоки;

алгоритмізація функціональних блоків;

розроблення модуля комунікації з верхнім рівнем;

розроблення АРМ та графічного інтерфейсу оператора;

підбір набору графічних мнемосхем АРМ.

Для розв'язання другої задачі необхідно застосувати нечітку логіку.

Основна частина

Розглянемо структуру системи моніторингу та вибір апаратних засобів.

Система моніторингу складається із таких головних компонентів: АРМ оператора, модуля зв'язку з контролером та блока моніторингу, побудованого на базі контролера; АРМ оператора, побудованого з використанням середовища розроблення графічних засобів RSVIEW (SCADA RSVIEW32) і середовища комунікації RSLINX фірми Rockwell Automation [7,8].

АРМ зв'язаний через мережу Ethernet, побудовану на базі комутатора 10BaseT Switch8, з трьома вузлами блока моніторингу – прилад контролю енергії сторони “ВН”, прилад контролю енергії сторони “СН”, побудованих на базі мікроконтролерного пристрою обліку електроенергії PowerMonitor3000 фірми Allen-Bradley (тепер це підрозділ Rockwell Automation) і базовим контролером, побудованим на базі ПЛК ControlLogix5550 тієї самої фірми (рис. 1).

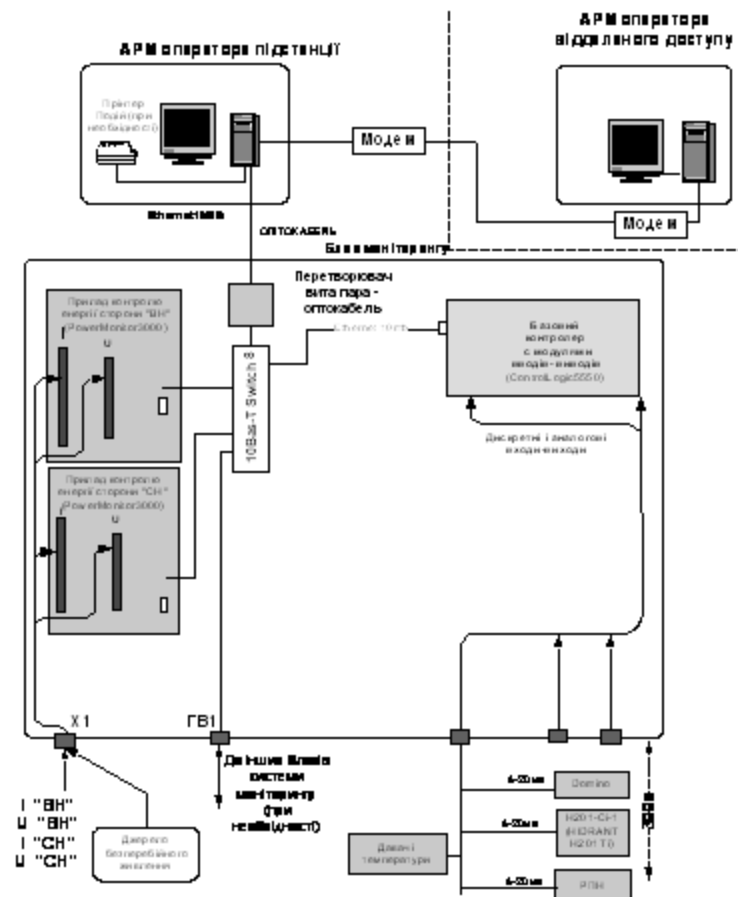


Рис. 1. Структурна схема автоматизованої системи моніторингу блокових трансформаторів

До базового контролера через модулі введення-виведення приєднані:
 пристрій аналізу газів масла в системі охолодження трансформатора, побудований на базі мікропроцесорного пристрою “Гідран”;
 пристрій аналізу вологості та температури масла, побудований на основі пристрою мікропроцесорного пристрою “Доміно”;
 пристрій контролю положення регулятора під напругою;
 датчик виміру температури навколишнього середовища.

Блок моніторингу побудований на обладнанні фірми “Allen Bradley”. Він складається із приладів обліку енергії й контролера, який збирає інформацію з первинних датчиків, що управляє дискретними виходами й збирає інформацією про головні енергетичні параметри із приладів контролю електричної енергії. Інформацію з первинних датчиків збирає контролер Control Logix 5550. У шасі контролера встановлений PC-сумісний контролер 56SAM з флеш-диском обсягом 512 МБ. Зазначений диск виконує функції “чорної скриньки” і призначений для зберігання інформації про події й параметри експлуатації трансформатора впродовж 10 років. Зв’язок з віддаленим диспетчерським пунктом здійснюється через модем.

Прилад “Гідран” призначений для безперервного контролю в робочому режимі такого устаткування: силові трансформатори, реактори, автотрансформатори, вимірювальні трансформатори,

розподільні трансформатори, що перемикають пристрої, маслорозповнені силові кабелі. Вміст розчинених у маслі газів (водню, окису вуглецю, етилену, ацетилену) системи охолодження трансформатора є ознакою виникнення процесів, що впливають на зниження якості ізоляції трансформатора, що в разі подальшого розвитку може призвести до несправності або виходу з ладу устаткування.

Система “Доміно” – мікропроцесорний прилад фірми Doble, призначений для вимірювання вологовмісту трансформаторного масла системи охолодження трансформатора. Він має два аналогові виходи 4 – 20 мА, через які передається інформація про вологість і температуру масла в місці монтажу сенсора. Безперервний контроль вологості дає змогу оцінити стан паперової ізоляції й виявити небезпечні тенденції в зміні її стану. Вимірювання температури зовнішнього середовища дає змогу перерахувати показник вологості до нормальних умов. Вміст вологи вимірюється у співвідношенні насичення водою трансформаторного масла, котре також може бути перетворено на вміст води в ppm (г/т). При цьому 0 % відносної вологи вказує на те що, у маслі немає вологи, а 100 % – що масло повністю насичене водою, і вода може бути у вільній формі. Одночасно прилад вимірює температуру масла. Вимірювання температури дає змогу перерахувати показник вологості до нормальних умов.

Для вимірювання електричних параметрів використовують прилад Power Monitor 3000 виробництва фірми Allen Bradley.

Power Monitor 3000 – мікропроцесорний прилад, розроблений і призначений для виконання будь-яких вимог виробників і споживачів електроенергії. Використання вимірюваних значень напруги, струму, стану входів і вбудованих реле дають змогу забезпечувати контроль і керування інформацією. Ці дані необхідні на підстанціях і в центрах розподілу, на диспетчерських пунктах і в багатьох інших комерційних і промислових додатках. Один Power Monitor 3000 може замінити кілька перетворювачів і вимірників у межах одного вузла. Power Monitor 3000 має дружній інтерфейс і дає змогу користувачеві легко зрозуміти інформацію, подану в компактному економічному вигляді. Power Monitor 3000, прилад прямого увімкнення, забезпечує вимірювання великої кількості величин у режимі реального часу й надає широкі можливості налаштування своїх параметрів.

Декомпозиція параметрів на теги дискретного типу введення-виведення наведена в табл. 2.

Таблиця 2

Вхідні сигнали управління системи моніторингу

№ з/п	Назва параметра	Точність контролю, с	Тип давача
1	2	3	4
1	Газове реле “Попередження”	0.001	Газове реле трансформатора
2	Газове реле “Вимкнено”	0.001	
3	Рівень масла “Мінімум”	1	Стрілковий маслорозповнювач трансформатора
4	Рівень масла “Максимум”	1	
5	Пристрій скиду тиску № 1, “Вимкнено”	0.001	Пристрій скиду тиску трансформатора № 1
6	Пристрій скиду тиску № 2 “Вимкнено”	0.001	Пристрій скиду тиску трансформатора № 2
7	Клапан відсічки “Спрацювання”	0.001	Відсічний клапан
8	Високий вміст газів у маслі “Спрацювання”	0.001	Давач вмісту газів у маслі Hydran
9	Дуже високий вміст газів у маслі “Спрацювання”	0.001	
10	Функціонування “Пошкодження”	1	
11	Температура масла трансформатора $\geq 80^{\circ}\text{C}$	0.01	Індикатор температури масла ОТІ

1	2	3	4
12	Температура масла трансформатора $\geq 90\text{C}^\circ$	0.01	
13	Температура обмотки $\geq 105\text{C}^\circ$	0.01	Індикатор температури обмотки WPI
14	Температура обмотки $\geq 120\text{C}^\circ$	0.01	
15	Небаланс струмів витоку вводу ВН	1	Система контролю ізоляції вводу R1600
16	Немає потоку масла в охолоджувачі № 1	1	Вказівники потоку масла
17	Немає потоку масла в охолоджувачі № 2	1	
18	Немає потоку масла в охолоджувачі № 3	1	
19	Немає потоку масла в охолоджувачі № 4	1	
20	Немає потоку масла в охолоджувачі № 5	1	
21	Немає потоку масла в гум. охолоджувачі	1	
22	Увімкнено електронасос № 1	1	Шафа управління системою охолодження
23	Увімкнено електронасос № 2	1	
24	Увімкнено електронасос № 3	1	
25	Увімкнено електронасос № 4	1	
26	Увімкнено електронасос № 5	1	
27	Увімкнено вентилятори	1	
28	Основне і додаткове джерело живлення вимкнене	1	
29	Додаткове джерело живлення увімкнене	1	
30	Вимкнене коло управління	1	
31	Робочий(чі) охолоджувач(і) увімкнений(ні)	1	
32	Резервний охолоджувач увімкнений 1	1	
33	Аварійно вимкнений(ні) робочий(чі) охолоджувач(і)	1	
34	Вимкнене додаткове коло	1	
35	Аварійно вимкнений резервний охолоджувач	1	
34	Вимкнене коло сигналізації	1	

Декомпозиція параметрів на теги аналогового типу введення–виведення подана в табл. 3.

Таблиця 3

Вхідні аналогові параметри системи моніторингу

№ з/п	Назва параметра	К-ть	Тип давача
1	2	3	4
1	Струм обмотки ВН фаза A	1	Трансформатор струм ТТВ
2	Струм обмотки ВН фаза B	1	
3	Струм обмотки ВН фаза C	1	
4	Напруга обмотки ВН фаза A	1	Трансформатор напруги
5	Напруга обмотки ВН фаза B	1	
6	Напруга обмотки ВН фаза C	1	
7	Струм обмотки НН фаза a	1	Трансформатор струму ТТВ
8	Струм обмотки НН фаза b	1	
9	Струм обмотки НН фаза c	1	

1	2	3	4
10	Напруга обмотки НН фаза a	1	Трансформатор напруги
11	Напруга обмотки НН фаза b	1	
12	Напруга обмотки НН фаза c	1	
13	Вміст газів у маслі трансформатора	1	Давач виміру вмісту газів у маслі
14	Вміст вологи у маслі трансформатора	1	Давач виміру вмісту вологи у маслі
15	Температура нижніх шарів масла трансформатора	1	
16	Температура верхніх шарів масла	1	Давач температури верхніх шарів масла (Pt100)
17	Температура повітря навколишнього середовища	1	Давач температури повітря навколишнього середовища
18	Температура масла (вхід системи охолодження і виходи охолоджувачів)	6	Давач температури масла (Pt100)
19	Температура води (вхід водопроводу і виходи охолоджувачів)	6	
20	Тиск масла на виходах охолоджувачів	5	Давач тиску системи охолодження
21	Тиск води на входах охолоджувачів	5	
22	Давач тиску масла ввводів	3	

Перелік уставок для повідомлення оператора про передаварійні та аварійні ситуації наведено в табл. 4.

Таблиця 4

Логічні теги уставок

№ з/п	Назва параметра	Критерій
1	Значення активної, реактивної та повної потужності	Встановлює обслуговуючий персонал
2	Струм перевантаження обмотки ВН	Настроюється за замовчуванням 1,4xIном
3	Максимальне значення струму перевантаження	Абсолютне значення або крива перевантаження
4	Максимальна напруга обмотки ВН	Настроюється, за замовчуванням 1,1xUном
5	Температура масла вища за значення № 1	Настроюється, за замовчуванням 80 °С
6	Температура масла вища за значення № 2	Настроюється, за замовчуванням 90 °С
7	Температура обмотки вища за значення № 1	Настроюється, за замовчуванням 100 °С
8	Температура обмотки вища за значення № 2	Настроюється, за замовчуванням 115 °С
9	Абсолютний вологовміст масла	Настроюється, за замовчуванням 20 ppm
10	Вміст газів у маслі бака трансформатора вищий від значення № 1	Настроюється, за замовчуванням 250 ppm
11	Вміст газів у маслі бака трансформатора вищий від значення № 2	Настроюється, за замовчуванням 500 ppm
12	Максимальний тиск масла на виході охолоджувача	Настроюється, за замовчуванням 2 кгхс/див2
13	Максимальний тиск води на вході охолоджувача	Настроюється, за замовчуванням 0,3 кгхс/див2
14	Різниця між тиском масла й тиском води	Настроюється, за замовчуванням 0,4 кгхс/див2

Алгоритмізація функціональних блоків програми

Для забезпечення високого ступеня надійності даних, автономізації нижніх рівнів АСУТП тощо основні алгоритми опрацьовуються в контролері блока моніторингу. За такої схеми на верхній рівень надходять вже опрацьовані дані, котрі, окрім того, не потребують високого трафіку під час передавання. На рис. 2 показана блок-схема функціональних блоків програми, котра реалізується в блоці моніторингу.

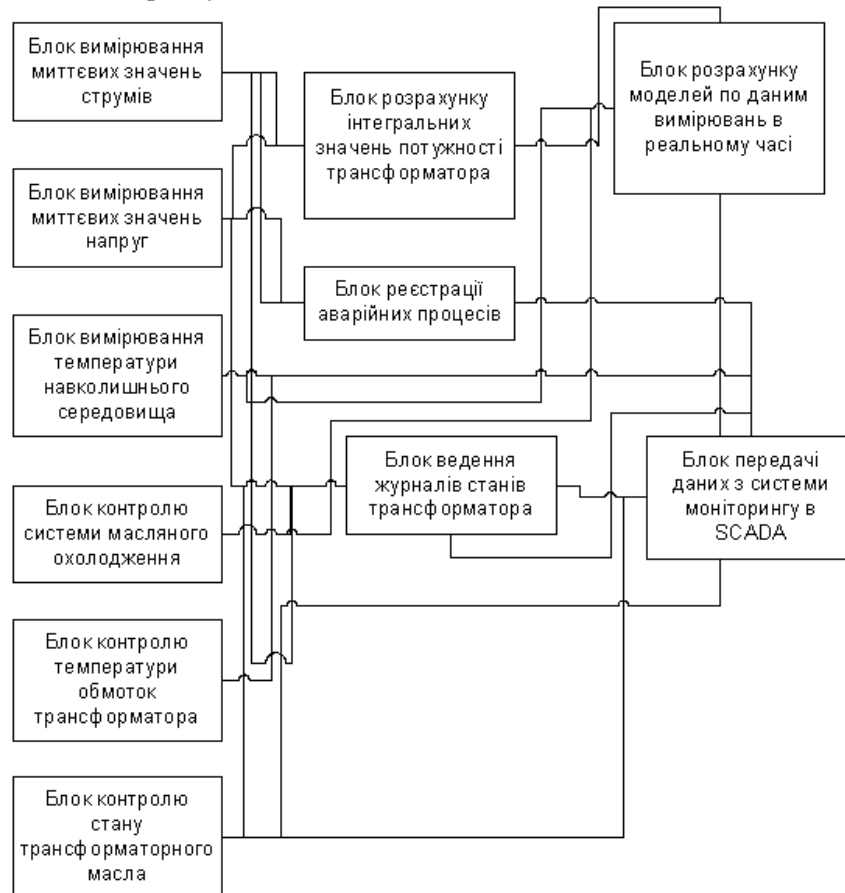


Рис. 2. Схема функціональних блоків програми системи моніторингу

Номінальним режимом роботи трансформатора називається режим, для якого призначений трансформатор заводом-виготовлювачем. Трансформатор може працювати в цьому режимі як завгодно довго. Умовами, що визначають номінальний режим роботи трансформатора, є: номінальні потужність, напруга, струм і частота, позначені на його щитку, а також номінальні режими охолодження робочого середовища трансформатора. Тому виділимо множину допустимих параметрів, котрі впливають на прогноз параметра “час безаварійної роботи трансформатора” [6].

Температурні режими та впливи перевищення температури на працездатність трансформатора. За скільки завгодно тривалого номінального навантаження перевищення температури частин трансформатора над температурою охолодженого середовища (повітря, води) не повинне перевищувати певних значень. За найбільшу допустиму температуру верхніх шарів масла приймають температуру, що спостерігається при тривалій роботі трансформатора із природним масляним або примусовим повітряним охолодженням з номінальним навантаженням за температури навколишнього повітря 35 °С. Зазначена температура не повинна перевищувати 95 °С, за винятком тих трансформаторів, для яких температура верхніх шарів масла окремо регламентовані заводами-виготовлювачами. Відповідно до чинних союзних норм максимально допустима температура охолодженого повітря приймається +35 °С, а охолодженої води +25 °С. Вимірюють температуру охолодженого середовища термометром. Чинні союзні й німецькі норми допускають як більшу абсолютну температуру міді обмоток і масла, так і перевищення їхньої

температури над навколишнім середовищем, ніж англійські й американські норми. Міжнародні норми збігаються з англійськими (на 5 °С вище), ніж американські, що допускають перевищення температури міді обмоток 55 °С і масла 45 °С. У закритих трансформаторних підстанціях перепад температури охолодженого повітря, тобто перевищення температури гарячого повітря на виході з камери над температурою холодного повітря на вході не повинен перевищувати 15 °С. Абсолютна температура повітря у трансформаторному приміщенні, вимірювана на відстані 1,5–2 м від бака трансформатора на середині його висоти, не повинна перевищувати більш ніж на 5–8 °С температуру зовнішнього повітря.

Ізоляція класу А, що застосовується у трансформаторах, поступово втрачає свої первісні властивості під впливом температури. Поки ізоляція не втратила механічної міцності, електрична міцність її зберігається на первісному рівні. Але як тільки ізоляція трансформатора втратила свою механічну міцність, стала сухою і тендітною, вона під дією вібрації під час нормальної роботи й за динамічних зусиль у разі коротких замикань порівняно легко руйнується, у результаті чого можуть виникнути пробій ізоляції й замикання витків між собою. Тому не можна робити висновки про ступінь зношування ізоляції тільки на підставі її електричної міцності. На властивості ізоляції істотно впливає втрата механічної міцності й головно – зниження її опору вигину (розриву).

Чим вища температура ізоляції, за якої вона працює, тим швидше вона втрачає свої механічні й електричні властивості або, інакше кажучи, більше зношується. Природним терміном служби трансформатора, встановленого на відкритому повітрі й який працює безупинно з номінальним навантаженням, називається тривалість роботи, після якої ізоляція трансформатора, по суті, є вже непридатною й трансформатор перебуває із цього часу під постійною погрозою аварії. Дослідження показали, що підвищення температури, при якій працює ізоляція, на кожні 8 °С скорочує вдвічі термін служби ізоляції. Зношування ж ізоляції при незмінній температурі росте прямо пропорційно до часу.

Електричне навантаження та впливи перевищення навантажувальної здатності на працездатність трансформатора. Якщо добовий графік навантаження трансформатора має коефіцієнт навантаження k_n , то за діаграмами (для заданого значення k_n визначають допустиму

кратність максимального навантаження стосовно номінального ($K = \frac{I_{\max}}{I_{\text{ном}}}$) залежно від необхідної

тривалості n у годинах. Коефіцієнтом навантаження k_n графіка навантаження за добу називається відношення площі, обмеженої добовим графіком навантаження ($\sum I_t$), до площі прямокутника, сторонами якого є абсциса, яка дорівнює тривалості графіка ($n = 24$ год), і ордината I_{\max} , що дорівнює максимальному струму навантаження за добу, тобто відношення середнього струму навантаження за добу $I_{\text{ср}}$ до максимального струму I_{\max} .

Коефіцієнт навантаження добового графіка дорівнює:

$$k_n = \frac{\sum_0^{24} I_t}{24 \cdot I_{\max}} = \frac{I_{\text{ср}}}{I_{\max}}.$$

Коефіцієнт навантаження k_n визначає допустиму роботу трансформатора з перевантаженням. Наприклад, трансформатор з масляним охолодженням працює з коефіцієнтом навантаження добового графіка $k_n = 0,75$; при цьому впродовж 2 год перевантажується на 15 % понад номінальну

потужність, тобто $\frac{I_{\max}}{I_{\text{ном}}} = 1,15$.

Допустимим вважається перевантаження трансформаторів за аварійних режимів до 40 % на год, максимум навантаження загальною тривалістю не більше ніж 6 год за добу [3]. Таке перевантаження допускається протягом не більше ніж 5 діб, при цьому коефіцієнт заповнення добового графіка навантаження трансформатора в умовах його перевантаження повинен бути не більшим за 0,75.

В умовах, якщо є постійний черговий персонал, запис показів приладів здійснюється кожні 2 год, під час роботи з перевантаженням – кожні 30 хв, а на об'єктах без постійного чергового персоналу – з урахуванням місцевих умов. Покази термометрів, що вимірюють температуру масла, записують під час кожного огляду установки. У трансформаторів, установлених у трансформаторних пунктах, запис показів приладів або вимір навантаження струмовими кліщами здійснюється не рідше ніж 1 раз на 6 міс. У період максимальних навантажень повинна бути виконана перевірка рівномірності навантаження всіх трьох фаз трансформатора.

Перелік моделей експертних оцінок і прогнозів, котрі реалізуються в системі моніторингу для діагностики трансформатора, наведено у табл. 5 [9–11].

Таблиця 5

Перелік моделей експертних оцінок і прогнозів, котрі реалізуються в системі моніторингу для діагностики трансформатора

№ з/п	Модель	Опис
1	Тимчасові перевищення напруги на стороні ВН	Аналіз і реєстрація відповідно до вимог ГОСТ 1516.3-96 “Электрооборудование переменного тока на напряжения от 1 до 750 кВ. Требования к электрической прочности изоляции”
2	Електричне завантаження	Постійний розрахунок струму, напруги, потужності, $\cos\varphi$
3	Перегрів обмоток	Постійний розрахунок температури найнагрітішої ділянки обмотки за даними температури верхніх шарів масла й навантаження за ДСТУ 3463-96
4	Вміст вологи в ізоляції	Перетворення даних абсолютного вологовмісту масла на відносне. Розрахунок зразкового вологовмісту твердої ізоляції
5	Старіння ізоляції	Розрахунок старіння ізоляції за температурою найбільш нагрітої ділянки обмотки й розрахунковим вологовмістом твердої ізоляції. Прогноз старіння й загального зношування. ДСТУ 3463-96
6	Стан ізоляції уведень	Постійний розрахунок $\tan\delta$ і ємності основної ізоляції уведень ВН і СН. Прогноз зниження характеристик ізоляції
7	Стан і ефективність системи охолодження	Безперервний контроль режиму роботи системи охолодження, наявності потоку масла в охолоджувачах і температури на вході й виході охолоджувачів. Розрахунок кількості пусків і відпрацьованого ресурсу електродвигунів маслонасосов і вентиляторів
8	Навантажувальна (перевантажувальна) здатність автотрансформатора.	Розрахунок у режимі On-line за ДСТУ 3463-96 перевантажувальної здатності автотрансформатора без шкоди для загального терміну служби

Вибір SCADA системи для проектування

Приставаючи до розроблення спеціалізованого прикладного програмного забезпечення (далі – ППО) для створення системи контролю й керування, системний інтегратор або кінцевий користувач звичайно вибирає один з таких шляхів:

програмування з використанням “традиційних” засобів (традиційні мови програмування, стандартні засоби налагодження тощо);

використання наявних, готових – COTS (Commercial Of The Shelf) – інструментальних проблемно-орієнтованих засобів;

Нижче наводиться зразковий перелік критеріїв оцінки SCADA – систем, які передусім повинні цікавити користувача. Цей перелік не є авторським і давно вже обговорюється в спеціальній літературі [12]. У ньому можна виділити три великі групи показників:

технічні характеристики;

вартісні характеристики;
експлуатаційні характеристики.

Коротко розглянемо їх. Технічні характеристики – це наявні засоби мережевої підтримки, вбудовані командні мови, бази даних, що підтримуються, графічні можливості, відкритість систем, можливість розроблення власних програмних модулів та драйверів введення-виведення. Вартісні характеристики – це вартість програмно-апаратної платформи; вартість системи; вартість освоєння системи; вартість супроводу. Експлуатаційні характеристики – це зручність інтерфейсу середовища розробки (“Windows – подібний інтерфейс”); повнота інструментарію й функцій системи; якість документації (її повнота), рівень кирилізації; підтримка з боку виробників (кількість інсталяцій, дилерська мережа, навчання, умови відновлення версій тощо).

Висновок

Нами запропоновано структуру автоматизованої системи для неперервного вимірювання та реєстрації основних параметрів блокових трансформаторів (у процесі експлуатації) з метою своєчасного подання інформації для вживання заходів щодо недопущення передаварійних режимів та для аналізу аварійних режимів.

Запропонована структура АСУ, порівняно із традиційними системами контролю стану трансформатора, дає змогу отримати істотні переваги в частині автоматизації збирання основних характеристик трансформатор, вироблення системи правил нечіткої логіки і та отримати такі переваги, як:

- зниження затрат на профілактичне обслуговування трансформатора;
- зниження затрат на оперативний контроль;
- зменшення аварійних станів трансформатора за рахунок рівномірного завантаження;
- зниження витрат на організацію розрахунків залишкового ресурсу, контролю якості, обліку й архівації документації;
- забезпечення значно вищої інформованості оперативного персоналу про роботу трансформатора за рахунок повноти надходження інформації із інтелектуальних пристроїв збору інформації.

1. <http://www.ukrenergo.energy.gov.ua>. 2. Ильин В.А. Телеуправление и телеизмерение: учеб. пособие для вузов / В.А. Ильин. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоиздат, 1982. – 560 с. 3. Тугевич В. Н. Телемеханика: учеб. пособие для вузов / В.Н. Тугевич. – М.: Энергия, 1973. 4. Первалов В. Д. Алгоритмические языки и программирование АСУТП: учеб. пособие по курсу “Алгоритм. яз. и программир.” [для студентов спец. 0646] / В. Д. Первалов. – Саратов: СПИ, 1980. – 79 с. 5. Матюшкин К. Г. Телемеханика в энергосистемах / К. Г. Матюшкин – М.: Энергия, 1975. – 332 с. 6. Керівництво з навантаження силових масляних трансформаторів: ДСТУ 3463-96.–[Чинний від 1996-01-01]. – К.: Мова. – 203 с. 7. RSVIEW32 - інтегрована SCADA- і softlogic-система для розробки АСУТП [Електронний ресурс]. – Режим доступу до статті // <http://www.rockwellautomation.ru>. 8. Довідкова система програмного пакета RSVIEW32 6.3 фірми Rockwell Automation[Електронний ресурс]. – Режим доступу до статті // <http://www.rockwellautomation.com/> 9. Поспелов Д.А. Нечеткие множества в моделях управления и искусственного интеллекта / Д.А. Поспелов. – М.: Наука, – 1986.–312 с. 10. Борисов А.Н., Алексеев А.В., Меркурьева Г.В. и др. Обработка нечеткой информации в системах принятия решений / А.Н. Борисов, А.В. Алексеев, Г.В. Меркурьева. – М.: Радио и связь, 1989.–305 с. 11. Прикладные нечеткие системы / [Пер. с япон.] / К. Асан, Д. Ватада, С. Иваи и др. – М.: Мир. – 1993. 12. Реалізація принципів паралельного збору інформації на прикладі SCADA-системи “TraceMode”/ Б. Деміда, Д. Зербіно, Д. Пелешко // Вісник Національного університету “Львівська політехніка” “Комп’ютерні науки та інформаційні технології”. – 2005. – № 543. – С.87–94.