

*Г.Г. Півняк, В.Т. Зайка, д-ра техн. наук, І.М. Луценко
(Україна, Дніпропетровськ, Національний гірничий університет)*

ПРОБЛЕМА РАЦІОНАЛЬНОГО ВИКОРИСТАННЯ НАВАНТАЖУВАЛЬНОЇ ЗДАТНОСТІ ТРАНСФОРМАТОРІВ ШАХТНИХ ВИБУХОЗАХИЩЕНИХ ПІДСТАНЦІЙ

В умовах сьогодення енергетична безпека України значною мірою залежить від ефективності розробки енергетичних ресурсів власних родовищ. Вугілля для України – один з головних енергоносіїв, який до того ж видобувається у необхідному для внутрішніх потреб обсязі. Проте більшість вугільних шахт внаслідок різних причин працюють неефективно і є збитковими. Гостро стоїть питання підвищення ефективності роботи вуглевидобувних підприємств шляхом залученням коштів на їх технічне переоснащення, розробку і впровадження передових наукових технологій.

Одним із найважливіших елементів системи електропостачання шахти є пересувна комплектна вибухозахищена трансформаторна підстанція [1]. У вугільних шахтах застосовуються два типи комплектних трансформаторних підстанцій: сухі з природним повітряним охолодженням (ТСВ, КТПВ) та кварценаповнені (ТКШВ). Шахтні трансформаторні підстанції призначені для електропостачання вугільних шахт, небезпечних за газом та пилом, і розраховані на роботу в умовах відносної вологості до 98 % і температури навколишнього середовища до +35 °С. Регламентований термін служби шахтного трансформатора становить 15 років [2].

Трансформаторні підстанції типу ТКШВ зняті з виробництва, вони вже відпрацювали регламентований термін служби на шахтах, але через нестачу коштів на заміну новими ще досі залишаються в роботі, викликаючи небезпеку виходу з ладу. Для трансформаторів типу ТСВ, які перебувають на технічному озброєнні вугільних шахт, ці фактори також є справедливими. Таким чином, виникає проблема низької надійності при роботі даного обладнання, що може мати особливо тяжкі наслідки для умов вугільних шахт. Крім того, обладнання, яке відпрацювало свій номінальний термін служби, стає морально та фізично застарілим і потребує заміни додатково з точки зору техніко-економічних показників (значні втрати, необхідність позапланових ремонтів тощо). Слід підкреслити, що у будь-який момент роботи може статися відмова даного обладнання, а це призведе до відповідних наслідків.

Виходячи з наведених положень, виникає проблема визначення поточного технічного стану електрообладнання, в даному випадку – трансформаторних підстанцій. Те, що трансформатори працюють понад номінальний термін служби, свідчить про неефективність використання їх навантажувальної здатності за період експлуатації.

Трансформаторна підстанція являє собою систему, яка конструктивно складається з ряду підсистем, що в цілому реалізують функції КТП. Актуаль-

ність оцінки технічного стану функціональних підсистем, з яких складається трансформатор, може змінюватись залежно від конкретних вимог і обставин. У цілому, за своєю важливістю по необхідності контролю окремих систем трансформатора, на першому місці стоїть ізоляційна система [3].

Ізоляційна система шахтних трансформаторів типу ТСВ представлена кремнійорганічними ізоляційними матеріалами з класами нагрівостійкості Н (до 180 °С) і 200 °С. Показником терміну служби трансформатора є ступінь зносу ізоляції обмоток, який залежить від їх температури і відповідно від величини навантаження. У процесі експлуатації трансформатора температура його ізоляції змінюється в результаті миттєвих коливань навантаження, а також коливань, зумовлених змінністю робіт, наявністю перерв у роботі, ремонтною зміною та ін. У номінальному режимі роботи (при номінальному навантаженні КТП) температура ізоляції трансформатора не повинна перевищувати величини, встановленої класом нагрівостійкості ізоляційного матеріалу, тобто трансформатор у номінальному режимі роботи має відпрацювати повністю регламентований строк служби. Для розрахунку режиму роботи трансформатора необхідні узагальнені дані по типовим добовим графікам навантаження підстанції, на основі яких експериментальним шляхом або наближено (за аналітичними залежностями) можна дослідити температурний режим роботи трансформатора, отримати криву зміни температури ізоляції найбільш нагрітої точки обмотки.

Під час роботи трансформатора електрична ізоляція при високих робочих температурах піддається термоокислювальній деструкції, яка призводить до незворотних фізико-хімічних змін складу, структури і властивостей ізоляції [4].

Залежність терміну служби ізоляції трансформатора від температури може бути виражена «правилом Монтзінгера» [5]. Для ізоляційних матеріалів класів нагрівостійкості Н і 200 °С, що застосовуються у шахтних КТП, використовується «десятиградусне правило», тобто при перевищенні номінальної температури на кожні 10 °С термін служби ізоляції скорочується вдвічі. Взаємозв'язок між параметрами режиму роботи підстанції можна представити такою структурною схемою (рис. 1).

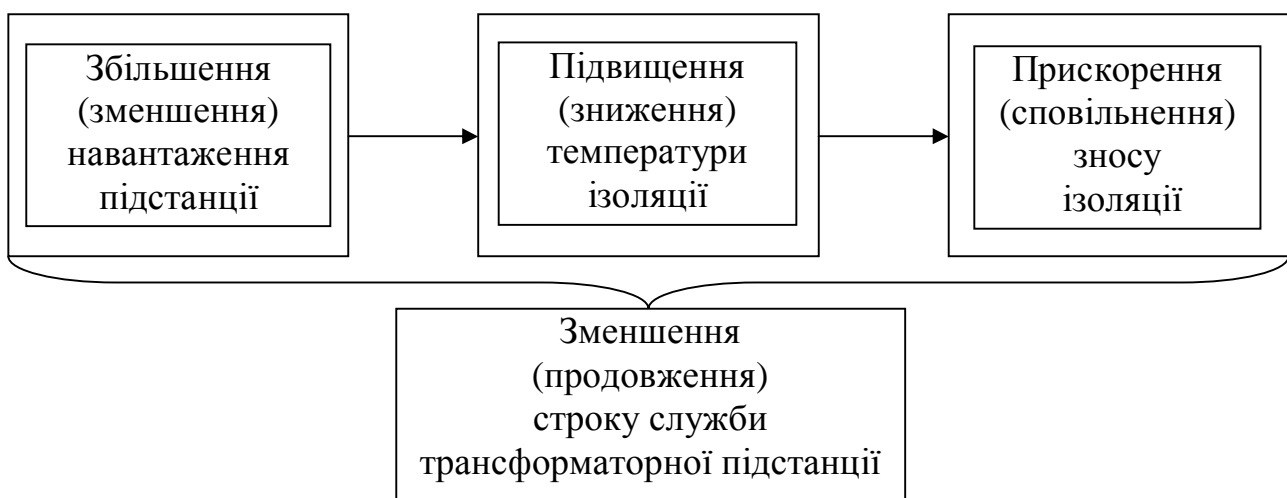


Рис. 1. Взаємозв'язок між параметрами режиму роботи підстанції

Якщо відомий робочий цикл трансформатора впродовж будь-якого проміжку часу, то можна визначити частину терміну служби трансформатора, яка

використана під час циклу. Систематичне перевантаження і недовантаження КТП є економічно недоцільними [2].

Отримання точних даних про температурний режим роботи ізоляційної системи трансформаторів шахтних КТП є необхідним з метою попередження виходу з ладу обладнання внаслідок передчасного зносу ізоляційних матеріалів, правильного застосування теплового захисту. Слід зазначити, що фактична навантажувальна і перевантажувальна здатність шахтних КТП залежить від ряду умов навколишнього середовища, які повинні враховуватись у розрахунках теплових режимів.

Аналізуючи результати, отримані різними дослідниками при вирішенні проблеми визначення температурних показників режиму роботи шахтних КТП, приходимо до висновку, що вони значно відрізняються. Пояснюється це тим, що експериментальні дослідження та розрахунки теплових процесів виконувалися згідно з нормативними документами, і переважно для перевірки конструкції ізоляційної системи КТП за надійністю з метою запуску в серійне виробництво [1, 9], тобто реальні режими роботи шахтних трансформаторних підстанцій враховано не було. Щодо існуючих математичних моделей розрахунку теплових процесів шахтних трансформаторів [4, 5], то вони не забезпечують можливості виконання моніторингу поточного стану ізоляції обмоток залежно від зміни навантаження в режимі реального часу.

Для підтвердження наведених вище положень та актуальності даного питання було проведено дослідження режимів роботи дільничних підстанцій високопродуктивних вугледобувних комплексів. Дослідження було виконано за місячною вибіркою з електроспоживання для 812-ї лави шахти ім. Н.І. Сташкова, яку обслуговувала підстанція типу ТСШВ-400/6.

Головна мета дослідження – оцінка навантажувальної здатності комплектної трансформаторної підстанції за зносом ізоляції обмоток.

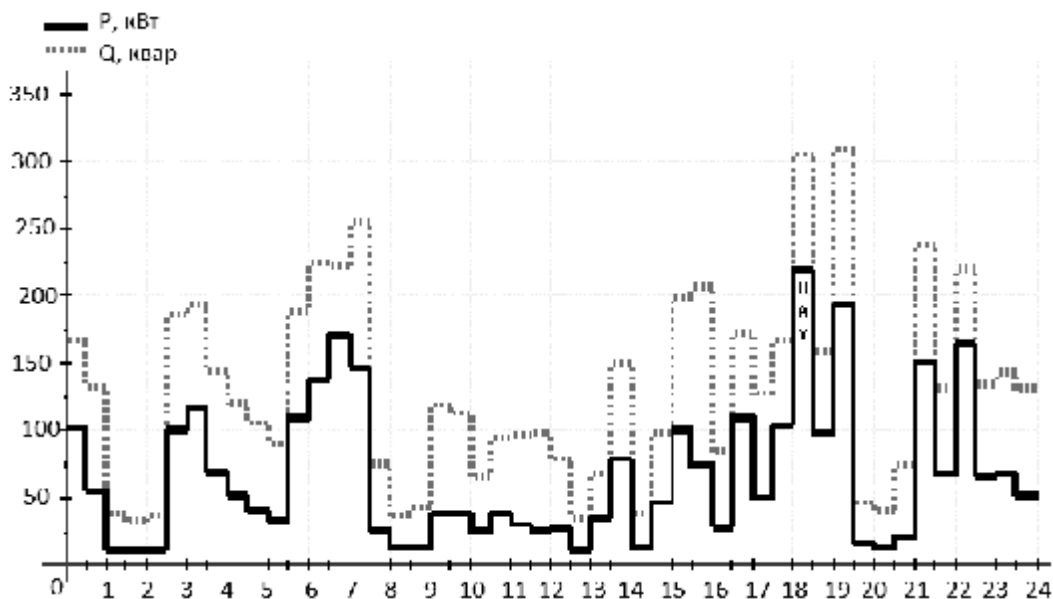


Рис. 2. Добовий графік електричних навантажень 812-ї лави шахти ім. Н.І. Сташкова

На основі натурних досліджень, виконаних науковцями Національного гірничого університету, за реальними графіками електричних навантажень

(рис. 2) було проаналізовано роботу КТП типового виробничого комплексу – вуглевидобувної дільниці шахти.

Графік завантаження підстанції типу ТСШВ-400/6, від якої отримує живлення даний комплекс, наведено на рис. 3.

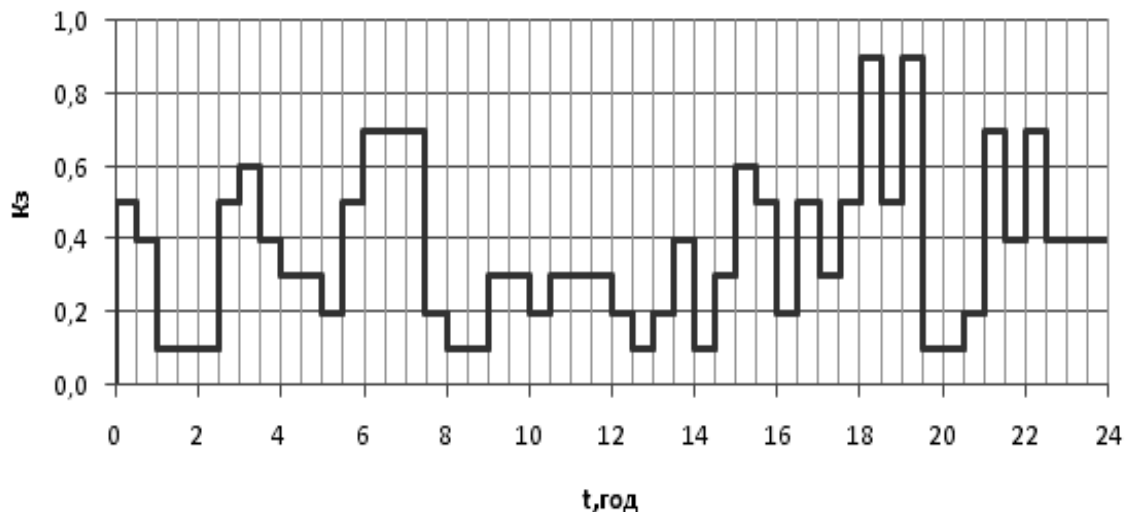


Рис. 3. Графік завантаження трансформаторної підстанції протягом доби

З наведеного графіка видно, що трансформатор працює у режимі навантаження з близьким до номінального максимальним навантаженням. Коефіцієнт завантаження протягом доби не досягає номінального значення, а переважну частину робочого часу знаходиться на рівні 0,5 і нижче, що свідчить про роботу підстанції із суттєвим недовантаженням і неефективне використання її встановленої номінальної потужності.

Обґрунтовуючи неефективне використання навантажувальної здатності трансформаторної підстанції, є доцільним оцінити ступінь зносу ізоляції обмоток трансформатора при його роботі у режимі із суттєвим недовантаженням.

Згідно з рекомендаціями, наведеними у роботах [7, 8], враховуючи особливості системи охолодження та ізоляційної системи шахтного трансформатора, було виконано розрахунки теплового режиму його роботи за реальним добовим графіком електричних навантажень (див. рис. 2).

Для ізоляції сухих шахтних трансформаторів справедливим є «десятиградусне правило», згідно з яким при зростанні температури ізоляції обмотки на кожні 10 градусів понад номінальну відносний знос збільшується, а строк служби зменшується у 2 рази.

Залежність середнього строку служби ізоляції класу Н від температури при зміні останньої в межах 125–270 °С може бути представлена показниковою функцією вигляду

$$V = Ae^{-aJ}, \quad (1)$$

де A і a – деякі постійні; J – температура ізоляції в найбільш нагрітій точці.

Строк служби ізоляції при номінальній температурі (+180 °С)

$$V_{ном} = Ae^{-aJ_{ном}}. \quad (2)$$

Відносний строк служби та відносний знос ізоляції відповідно будуть:

$$V_* = \frac{V}{V_{ном}} = e^{-a(J-J_{ном})}; \quad (3)$$

$$L = \frac{V_{ном}}{V} = e^{a(J-J_{ном})}. \quad (4)$$

При температурі найбільш нагрітої точки обмотки +180 °С величина відносного зносу дорівнює одиниці, тобто номінальному зносу. Величина зносу ізоляції протягом року дорівнює сумі добових зносів за кожен день року.

У таблиці та на рис. 4 наведено результати розрахунку температури найбільш нагрітої точки обмотки та відносного зносу за добу.

Таблиця 1

Розрахунок величини зносу ізоляції обмоток трансформатора за добу

<i>N</i>	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
<i>Dt</i> , год	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
<i>v</i> _{об} , °С	110	103	89	87	86,6	109	112	104	99,8	96,7	94	110
<i>L_i</i> · 10 ³	8,1	5	1,8	1,6	1,5	7,5	8,9	5,1	3,8	3,1	2,6	7,8
<i>N</i>	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
<i>Dt</i> , год	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
<i>v</i> _{об} , °С	117	121	124	96,7	89,6	89,5	99,2	98	90,9	94,4	93,8	93,4
<i>L_i</i> · 10 ³	12,7	16,4	20,9	3,1	1,9	1,9	3,7	3,4	2,1	2,6	2,6	2,5
<i>N</i>	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36
<i>Dt</i> , год	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
<i>v</i> _{об} , °С	90,5	83,8	88,4	101	83,4	92,4	108	108,3	91,5	107	98,3	106
<i>L_i</i> · 10 ³	2	1,3	1,7	4,1	1,2	2,3	6,7	6,9	2,2	6,2	3,5	6
<i>N</i>	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48
<i>Dt</i> , год	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
<i>v</i> _{об} , °С	132	109	134	94	91,2	95	122	105	122	106	106,3	104
<i>L_i</i> · 10 ³	35,2	7,3	40,3	2,5	2,1	2,7	17,7	5,4	17,7	5,8	6	5
$\Sigma L_i \cdot Dt$, год	0,161											
<i>L</i> _{доб}	0,007											

Таким чином, добовий знос ізоляції при заданому навантаженні складає тільки 0,7 % від номінального. Для інших робочих діб з місячної вибірки графіки електричних навантажень аналогічні, знос ізоляції знаходиться на рівні робочої доби, що розглядається. Тому з достатньою точністю можливо розрахувати у «віджитих» добах річний знос ізоляції, який за цих умов складатиме: $H_{р\text{ичн}} = L_{\text{доб}} \cdot 365 = 0,007 \cdot 365 = 2,55$ діб.

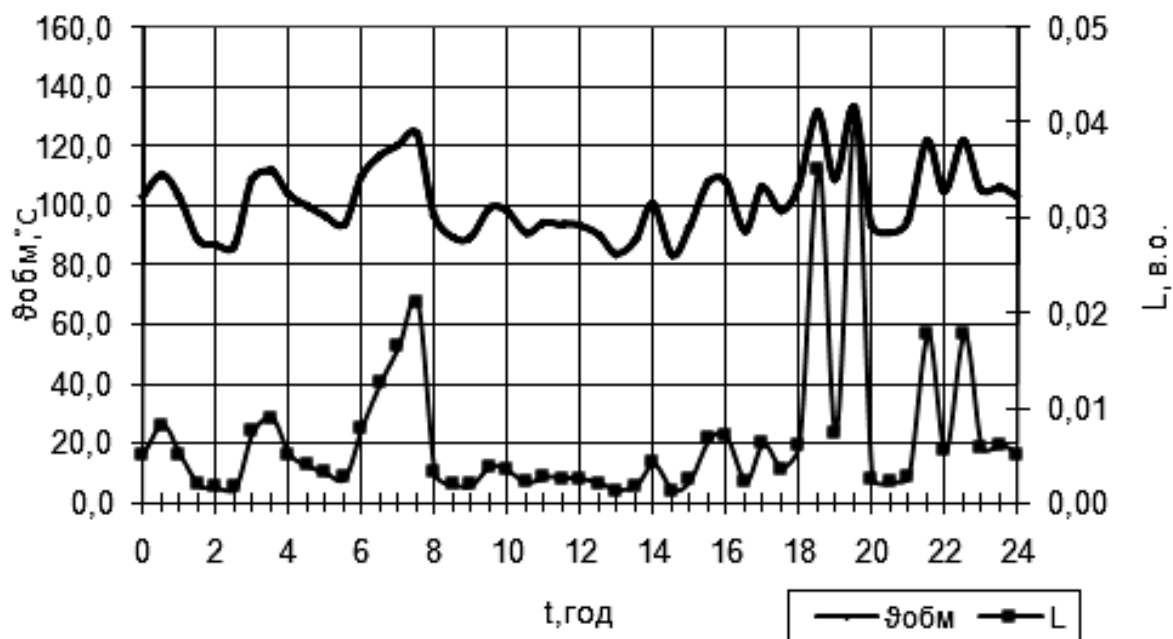


Рис. 4. Графік зміни температури найбільш нагрітої точки обмотки та відносного зносу ізоляції обмотки

Результати розрахунків показують, що трансформаторні підстанції за навантажувальною здатністю використовуються неефективно, добовий (річний) знос становить близько 1 % від номінального, оскільки маємо значне перевищення терміну служби трансформаторів понад встановленого.

Висновки

Надійність роботи трансформаторного обладнання безпосередньо пов'язана зі строком його служби. Зростання пошкоджень після виходу за межі номінального строку служби збільшує витрати на поточний ремонт обладнання, підвищує ймовірність аварій, тобто знижує техніко-економічні показники виробництва. Таким чином, для раціонального використання навантажувальної здатності шахтних трансформаторів необхідно проводити неперервний моніторинг температурного стану їх ізоляційної системи паралельно з режимом навантаження та фіксуванням і накопиченням даних. Аналіз результатів оцінки поточного стану дозволить оцінювати темпи старіння ізоляції трансформатора у даному режимі навантаження і видавати рекомендації для його зміни у разі неприпустимих перевантажень або недоцільних недовантажень КТП [6]. Це дозволить ефективно використовувати наявну трансформаторну потужність для виконання необхідних технологічних процесів. Заходи з поточного контролю технічного стану трансформатора допоможуть уникнути неочікуваного виходу з ладу електрообладнання, що підвищить техніко-економічні показники роботи виробничих комплексів та рівень надійності системи електропостачання вугільної шахти.

Список літератури

1. Чернов И.Я., Карась С.В. Поиск и реализация путей повышения технического уровня взрывобезопасных КТП при повышении мощности до 1600 кВ·А // Вестн. Нац. техн. ун-та "ХПИ". – 2008. – С. 134–153.
2. Беккер Р.Г. Эксплуатация и обслуживание шахтных комплектных трансформаторных подстанций. – М.: Недра, 1981. – 80 с.
3. Русов В.А. Системы диагностического мониторинга силовых трансформаторов // Электро. – 2008. – Вып. 6. – С. 35–37.
4. Герасимов Ю.И., Фридман Г.Б. Шахтные взрывобезопасные трансформаторные подстанции. – М. – Л.: Госэнергоиздат, 1963. – 160 с.
5. Михайленко Э.П., Плетнев А.И. Нагрузочная способность шахтных взрывобезопасных трансформаторов. – М.: Энергия, 1973. – 56 с.
6. Алексеев Б.А. Продление срока службы изоляции силовых трансформаторов // Электро. – 2004. – Вып. 3. – С. 25–29.
7. ГОСТ 14209–97. Руководство по нагрузке силовых масляных трансформаторов. – Взамен ГОСТ 14209–85; Введ. с 01.01.2002. – 82 с.
8. Электрическая часть станций и подстанций. Ч. 2. Генераторы, трансформаторы, электродвигатели, электрические схемы станций и подстанций, система собственных нужд, заземляющие устройства, управление / Под ред. А.А. Васильева. – М.: Энергия, 1972. – 384 с.
9. ГОСТ 3484.2–98. Трансформаторы силовые. Испытания на нагрев. – 39 с.