

УДК 621.316.001

**О.Є. РУБАНЕНКО** (канд. техн. наук, доц.)  
Вінницький національний технічний університет  
[Rubanenko@bk.ru](mailto:Rubanenko@bk.ru)

## ОПТИМАЛЬНЕ КЕРУВАННЯ НОРМАЛЬНИМИ РЕЖИМАМИ ЕЕС З ВРАХУВАННЯМ ТЕХНІЧНОГО СТАНУ ТРАНСФОРМАТОРІВ З РПН

*Вдосконалено метод визначення оптимальних керуючих впливів трансформаторами з РПН трансформаторів з врахуванням їх технічного стану, використовуючи який, можливо оцінити доцільність здійснення керуючих впливів і зменшити втрати активної потужності та витрати на ремонт в разі відмови.*

**Ключові слова:** силовий трансформатор, оптимальне керування, нормальні режими, електроенергетична система, технічний стан трансформатора з РПН.

**Вступ.** Від рівня розвитку та якості функціонування енергетичної галузі залежить робота і розвиток народного господарства, добробут громадян та економічна безпека держави. Електропостачання споживачів в Україні централізоване і здійснюється від електричних мереж об'єднаних між собою електроенергетичних систем. В будь-який момент часу енергосистема знаходиться у стані, який визначається його параметрами. Сукупність станів енергосистеми і процесів переходу з одного стану в інший є її режимом, який характеризується параметрами, наприклад, електричними: напругами та навантаженнями підстанцій, струмами в лініях електропередач (ЛЕП), коефіцієнтами трансформації трансформаторів і т.п. Нормальна робота енергосистем можлива лише за умови чітко функціонуючої системи оперативно-диспетчерського керування режимами ЕЕС, широкого впровадження засобів автоматизації такого керування, що потребує вдосконалення методів та засобів їх інформаційної підтримки. В наш час перед енергетичною галуззю стоять задачі підвищення енергетичної ефективності[1], надійності і якості електропостачання. Одним зі шляхів підвищення ефективності є зменшення втрат електричної потужності під час її транспортування. Також відомо, що в багатьох країнах світу спостерігається старіння парку високовольтного обладнання, що призводить до зростання пошкоджуваності такого обладнання. Концепція SMART Grids передбачає широке впровадження енергозберігаючих технологій в умовах експлуатації застарілого обладнання.

**Метою роботи** є розробка методу визначення трансформатора та кількості перемикачів його РПН з метою мінімізації сумарних втрат активної потужності в ЛЕП ЕЕС з урахуванням зростання очікуваної вартості ремонту трансформаторів від регулювання РПН.

**Матеріал і результати дослідження.** Автоматизація процесу керування перетіканням потужності може бути забезпечена шляхом централізованого дистанційного керування поточного поточного використання перемикачів пристроїв (РПН) трансформаторів. За таких умов з'являється можливість аналізу ефективності керуючих впливів окремих РПН на режимні параметри ЕЕС шляхом зворотного зв'язку. Цей підхід підвищує якість функціонування адаптивних керуючих автоматичних систем керування положенням РПН. Для цього, при значних змінах графіка навантаження, потрібно виконувати ранжування трансформаторів з РПН за якістю їх впливу на підтримання оптимальних параметрів режимів.

Реалізація заходів по зменшенню втрат потужності обмежується можливостями задіяного в забезпеченні оптимального режиму обладнання, а саме його технічним станом. Відомо, що пошкодження високовольтного обладнання під час керування режимами (наприклад, силових трансформаторів) призводить до збитків, які значно перевищують вартість, заощадженої внаслідок зменшення втрат, електричної енергії. Пошкоджуваність застарілого високовольтного обладнання (силових трансформаторів, шунтуючих реакторів, вимірювальних трансформаторів струму і напруги, вимикачів і т.д.) зростає особливо тоді, коли таке обладнання знаходиться в експлуатації понад 25 років [2]. Враховуючи те, що керування режимами електроенергетичних систем ЕЕС супроводжується роботою комутаційних апаратів, регульовальних пристроїв трансформаторів, комутаційними перенапругами, ферорезонансами, зростанням струмів в силових та вимірювальних трансформаторах, в лініях електропередач і т.п., то керування режимами потрібно здійснювати з урахуванням їх технічного стану [3,4] та можливих витрат на їх заміну чи ремонт.

Також відомо, що під час експлуатації, енергетичне підприємство планує виведення обладнання в капітальний ремонт, вартість якого прогнозована.

Виведення трансформатора в капітальний ремонт через планову кількість років ( $T_{\text{бас}}$ ) безаварійної експлуатації (12 років) передбачає певний перелік робіт і очікувану їх вартість  $V_{\text{кр.пл.}}$ . Так, наприклад, для трансформаторів класу напруги 330/110 кВ потужністю  $V_{\text{пл}}=125-250$  МВА вартість (В) такого ремонту складає від 200 до 300 тис. гривень. Пропонуємо вважати, що виведення трансформатора в розширений поточний ремонт вимагає позапланових витрат. Ці витрати на ремонт можуть зростати на вартість  $\Delta V_1$  заміни пошкоджених вузлів трансформатора та додаткових робіт, з цим пов'язаних, що не передбачені при «типовому» плановому капітальному ремонті (ПКР).

$$\Delta B_1 = \sum_{i=1}^n \left( B_i \cdot e^{\gamma_i \cdot k_{\text{рес},i}^{\beta_i}} \right) \quad (1)$$

де  $B_i$  - вартість заміни  $i$ -того пошкодженого вузла трансформатора та додаткових робіт, з цим пов'язаних;  $n$  - кількість пошкоджених вузлів, які потребують позапланової заміни;  $k_{\text{рес},i}$  - коефіцієнт залишкового ресурсу  $i$ -того вузла, що потребує позапланової заміни;  $\gamma$ ,  $\beta$  - коефіцієнти, які характеризують вплив коефіцієнту залишкового ресурсу на очікувану вартість позапланового ремонту або заміни  $i$ -того вузла трансформатора (визначаються шляхом обробки статистичних даних). Також витрати на ремонт можуть зростати на вартість  $\Delta B_2$  (порівняно з очікуваними) в разі розширеного поточного (замість планового капітального) ремонту трансформатора, який не відпрацював планову кількість років:

$$\Delta B_{2,j} = 1 - e^{\alpha_j(T_j-1)}, \quad (2)$$

де  $j$  - номер трансформатора,  $T_j$  - час, який  $j$ -й трансформатор пропрацював після введення в експлуатацію або після останнього капітального (розширеного поточного) ремонту до моменту керування режимом,  $\alpha_j$  - коефіцієнт, який характеризує інтенсивність зростання вартості  $\Delta B_2$ , який залежить від конструкції трансформатора, умов та режиму експлуатації (визначається дослідним шляхом).

При цьому варто зазначити те, що виведення трансформатора з експлуатації відбувається внаслідок не лише спрацювання засобів релейного захисту, протиаварійної та інших видів автоматики, а і особою, яка відповідає за безаварійну експлуатацію за результатами контролю діагностичних параметрів, значення яких інколи лише наближається до граничних.

В контексті створення сучасних SMARTGrids та з метою безпечної, надійної, якісної та економічної експлуатації ЕЕС потрібно керування перегіканням активної потужності здійснювати найбільш надійним і впливовим на режим трансформатором. Тому пропонуємо враховувати коефіцієнт (ефективності дії для кожного трансформатора) обмеження регульовального ефекту

$$k_{\text{обм},i} = (1 - k_{\text{рес},i}) \cdot V_{\text{кв},j}, \quad (3)$$

де  $V_{\text{кв},j}$  - коефіцієнт зростання вартості ремонту  $j$ -того трансформатора

$$V_{\text{кв},j} = \frac{\Delta B_{1,j} + \Delta B_{2,j}}{\Delta B_{1,j} + V_{\text{кр.пл.},j}}. \quad (4)$$

В якості прикладу розглянемо тестову схему на 14 вузлів рекомендованої IEEE. В вітках 5\_6, 4\_7, 4\_9 - встановлені трансформатори відповідно АТДЦТН-63000/230/121, АТДЦТН 100000/230/121 та АТДЦТН 125000/230/121. Початкові вузлові навантаження, оптимальні комплексні коефіцієнти трансформації та відповідні їм положення РПН трансформаторів (номери відпайок) наведені в таблиці 1.

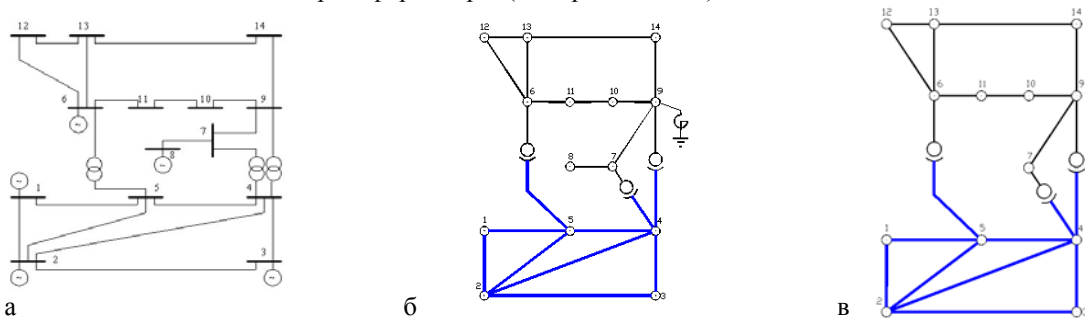


Рисунок 1-Тестова схема IEEE

Знаючи параметри схеми та нормального режиму визначаємо оптимальні коефіцієнти трансформації:

$$k_{\text{a.опт}} = 1 - \text{diag}(\text{Re}(-N_{\text{kzb}} \cdot Z \cdot C_e \cdot J)) \cdot Ub^{-1} \cdot Ezr_a, \quad (5)$$

$$k_{\text{p.o.o}} = -\text{diag}(\text{Im}(-N_{\text{kzb}} \cdot Z \cdot C_e \cdot J)) \cdot Ub^{-1} \cdot Ezr_p \quad (6)$$

де  $N_{\text{kzb}} \cdot Z \cdot C_e \cdot J$  - базові контурні ЕРС,  $Ezr_a$ ,  $Ezr_p$  - оптимальні зрівнювальні ЕРС у відносних одиницях (активна та реактивна складова). Враховуючи дискретний характер перемикачів РПН, похибки вимірювальних трансформаторів, похибки каналів передавання даних, та рекомендації [2], приймаємо зону нечутливості втрат активної потужності до регульовальних впливів - 3%[5]. Визначаємо скореговані оптимальні коефіцієнти трансформації (вектор-стовбці  $k'_{\text{a.опт}}$  та  $k'_{\text{p.опт}}$ ) та положення РПН, за умови мінімальної кількості перемикачів (з метою збереження комутаційного ресурсу РПН) для «введення» трансформатора в трьох відсоткову зону нечутливості втрат сумарної активної потужності в вітках схеми, до зміни положення РПН трансформатора (табл. 1).

Таблиця 1 – Оптимальні параметри нормального режиму до зміни навантажень

Параметри	№ вузлів												
	1	2	3	4	5	6	7	9	10	11	12	13	14
U	243,8	218,03	218,03	218,03	218,03	112,2	110,39	110,39	110,39	110,39	110,29	110,29	110,29
P <sub>нав</sub> , МВт	0	21,7	94,2	50	7,6	11,2	2	60	9	3,5	6,1	13,5	14,9
Q <sub>нав</sub> , МВАр	0	12,7	19	-3,9	1,6	7,5	1	16,6	5,8	1,8	1,6	5,8	5
ΔP <sub>Σ</sub> , МВт	21,12												
ΔQ <sub>Σ</sub> , МВАр	82,83												
Тр-р 5-6	k <sub>тр</sub>					0,526086							
	N <sub>від</sub>					9							
Тр-р 4-7	k <sub>тр</sub>				0,510764								
	N <sub>від</sub>				7								
Тр-р 4-9	k <sub>тр</sub>				0,534098								
	N <sub>від</sub>				10								

Визначаємо втрати активної та реактивної потужності в вітках схеми, при скорегованих оптимальних коефіцієнтах трансформації, для початкового режиму (табл.1)

$$\Delta S_{\Sigma \text{віт}} = \Delta P_{\Sigma \text{віт}} + j\Delta Q_{\Sigma \text{віт}} = 3 \cdot \sum_{j=1}^m \Delta S_{\text{віт},j}, \quad (7)$$

де  $\Delta S_{\text{віт}} = \text{diag}(\Delta U_{\text{віт}}) \cdot \hat{I}_{\text{віт}}$  – вектор-стовбець втрат повної потужності в вітках схеми, а  $\Delta U_{\text{віт}} = \mathbf{M}_{\Sigma} \cdot \mathbf{U}_{\text{вуз}}$  – вектор-стовбець фазних напруг у вузлах,  $\hat{I}_{\text{віт}}$  – вектор-стовбець струму у вітках,  $j = 1..m$  – номер вітки в схемі,  $m$  – кількість віток в схемі,  $\mathbf{U}_{\text{вуз}}$  – вектор-стовбець фазних напруг у вузлах, при скорегованих оптимальних коефіцієнтах трансформації початкового режиму.

Розглянемо (табл. 2) випадок зменшення навантажень (приклад добового графіка навантажень, при якому навантаження у вузлах зменшується).

Таблиця 2 – Не оптимальні параметри нормального режиму до зміни навантажень

Параметри	№ вузлів												
	1	2	3	4	5	6	7	9	10	11	12	13	14
U	243,8	230,17	215,35	214,27	218,03	112,2	118,08	110,07	109,5	110,39	110,29	109,65	107,59
P <sub>нав</sub> , МВт	0	21,7	94,2	50	7,6	11,2	2	60	9	3,5	6,1	13,5	14,9
Q <sub>нав</sub> , МВАр	0	12,7	19	-3,9	1,6	7,5	1	16,6	5,8	1,8	1,6	5,8	5
ΔP <sub>Σ</sub> , МВт	21,62												
ΔQ <sub>Σ</sub> , МВАр	82,44												
Тр-р 5-6	k <sub>тр</sub>					0,526086							
	N <sub>від</sub>					9							
Тр-р 4-7	k <sub>тр</sub>				0,550876								
	N <sub>від</sub>				12								
Тр-р 4-9	k <sub>тр</sub>				0,534098								
	N <sub>від</sub>				10								

За допомогою програмного забезпечення Графсканер визначаємо напруги у вузлах та втрати потужності, для нових навантажень з попередніми коефіцієнтами трансформації, та загальносистемні втрати активної та реактивної потужності у вітках:  $S_1 = P_1 + jQ_1 = 13.5 + j50.93$  (МВА), що відповідає коефіцієнту трансформації  $k_{\text{тр}5_6} = 0.526087$  (9 відпайка РПН),  $k_{\text{тр}4_9} = 0.534098$  (10 відпайка РПН) та  $k_{\text{тр}4_7} = 0.550876$  (12 відпайка РПН). Визначаємо оптимальні коефіцієнти трансформації нового режиму, для трансформаторів віток 5-6, 4-9, 4-7, що відповідно дорівнюють  $k_{\text{тр}5_6} = 0.526087$  (9 відпайка РПН),  $k_{\text{тр}4_9} = 0.534098$  (10 відпайка РПН) та  $k_{\text{тр}4_7} = 0.510764$  (7 відпайка РПН), та знаходимо втрати потужності у вітках  $S_2 = P_2 + jQ_2 = 12.98 + j51.51$  (МВА) (табл.3). Завдяки оптимізації режиму втрати електричної потужності зменшились на  $\Delta S = S_1 - S_2$ ,  $\Delta S = 0.52 - j0.58$  (МВА). Перехід з неоптимального в оптимальний режим, можна здійснити переключенням РПНа трансформатора 4\_9 з 10 відпайки на 12, або здійснити регулювання трансформатором 4\_7 відповідно змінивши положення РПН з 12 відпайки на 11. Прийємо до уваги, що регулювання трансформатором 5\_6 є недоцільним, тому що перемикання відпайок РПНа даного трансформатора лише збільшує втрати.

Таблиця 3 – Оптимальні параметри нормального режиму після зміни навантажень без урахуванням стану трансформаторів

Параметри	№ вузлів													
	1	2	3	4	5	6	7	9	10	11	12	13	14	
U	243,8	233,93	221,23	221,8	224,21	114,99	114,89	112,72	112,22	113,18	113,1	112,51	110,4	
P <sub>нав</sub> , МВт	0	21,7	94,2	25	7,6	11,2	2	30	9	3,5	6,1	13,5	14,9	
Q <sub>нав</sub> , МВАр	0	12,7	19	-3,9	1,6	7,5	1	16,6	5,8	1,8	1,6	5,8	5	
ΔP <sub>с</sub> , МВт	12,98													
ΔQ <sub>с</sub> , МВАр	51,51													
Тр-р 5-6	k <sub>тр</sub>					0,526086								
	N <sub>від</sub>					9								
Тр-р 4-7	k <sub>тр</sub>				0,510764									
	N <sub>від</sub>				7									
Тр-р 4-9	k <sub>тр</sub>				0,534098									
	N <sub>від</sub>				10									

Якщо в результаті визначення коефіцієнтів обмеження регульовального ефекту для трансформаторів схеми (рис 1,в), будуть отримані наступні значення:  $k_{обм,5\_6} = 0.72$ ,  $k_{обм,4\_7} = 0.65$ ,  $k_{обм,4\_9} = 0.11$ , то пропонуємо визначити очікуване квазі-зменшення втрат з урахуванням цих коефіцієнтів. Для досягнення бажаного режиму здійснюємо регулювання трансформатором 4-7, зміною положення РПНа з 12 на 9 відпайку, при цьому, очікувані втрати становлять  $P_{4\_7} = 13,09$  (МВт). Знаходимо зменшення втрат потужності у вітках схеми  $\Delta P_{4\_7} = 13.5 - 13.09 = 0,41$  (МВт), проте врахувавши коефіцієнт обмеження регульовального ефекту, зменшення втрат зросте на  $P_{кваз.4\_7} = \Delta P_{4\_7} \cdot k_{обм,4\_7} = 0.267$  (МВт), нові квазі-втрати будуть дорівнювати  $P_{4\_7} + P_{кваз.4\_7} = 13.357$  (МВт). Якщо здійснювати регулювання трансформатором 4-9, то для досягнення бажаного режиму потрібно здійснити переключення РПНа трансформатора з 10 на 12 відпайку, очікувані втрати будуть становити  $P_{4\_9} = 13,3$  (МВт), а зменшення втрат потужності у вітках схеми знаходимо наступним чином  $\Delta P_{4\_9} = 13.5 - 13.3 = 0,2$  (МВт), враховуючи коефіцієнт обмеження регульовального ефекту, зменшення втрат після регулювання зміниться на величину  $P_{кваз.4\_9} = \Delta P_{4\_9} \cdot k_{обм,4\_9} = 0.022$  (МВт), тобто нові квазі втрати будуть становити  $P_{4\_9} + P_{кваз.4\_9} = 13.322$  (МВт).

Знаходимо втрати активної потужності в вітці, яка містить трансформатор, як елемент вектора-стовбця втрат повної потужності в вітках схеми за виразом:

$$P_{\alpha} = \text{Re}(S_{\alpha}) \quad (8)$$

де  $S_{\alpha} = \Delta U_{\alpha} \cdot \hat{I}_{\alpha}$  - вектор-стовбець втрат потужності у вітках, що містять трансформатори,  $\Delta U_{\alpha}$  - є k-тим елементом вектора-стовбця фазних напруг у вузлах, а  $\hat{I}_{\alpha}$  - струм віток з трансформаторними зв'язками,  $\alpha$  - номер рядка, що відповідає першій вітці з трансформаторними зв'язками, в векторі-стовбці  $\Delta S_{\text{віт}}$ .

Знаходимо активну потужність квазі-втрат в k-тій вітці, за виразом:

$$\Delta P_{кваз.\alpha} = \text{Re}(\Delta U_{\alpha} \cdot \hat{I}_{\alpha}) \quad (9)$$

Знаходимо величину квазі-опору в k-тій вітці:

$$Z_{\alpha} = \frac{\Delta S_{\alpha}}{\hat{I}_{\alpha}^2}; \quad (10)$$

де  $\alpha = k + \beta$ , де k - номер рядка першої вітки, що містить трансформатор в векторі-стовбці  $\Delta S$ ,  $\beta$  - коефіцієнт зміни порядкового номера вітки, що містить трансформатор, змінюється від 0 до  $(\psi - 1)$ , а  $\psi$  - це кількість віток, що містять трансформатори.

За таким алгоритмом, відповідно до рівняння (10), знаходимо квазі-опори інших віток, що містять трансформатори. Результати розрахунків проведені в табл. 4.

Таблиця 4 – Опори віток, що містять трансформатори.

	Трансформатор 4 9	Трансформатор 4 7	Трансформатор 5 6
Опір вітки, Ом	0.0001+j58.19	0.0001+j46.552	0.0001+j92.365
Квазі-опір вітки, Ом	0.0001+j59	0.0001+j22	0.0001+j95

Визначаємо параметри режиму, для схеми з квазі-опорами опорами, та оптимальні скореговані коефіцієнти трансформації. Результати розрахунків наведені в табл.5.

Таблиця 5 – Оптимальні параметри нормального режиму після зміни навантажень з урахуванням стану трансформаторів

Параметри	№ вузлів													
	1	2	3	4	5	6	7	9	10	11	12	13	14	
U	243,8	233,94	221,24	221,82	224,24	114,95	115,98	112,81	112,29	113,2	113,07	112,49	110,44	
P <sub>нав.</sub> , МВт	0	21,7	94,2	50	7,6	11,2	2	60	9	3,5	6,1	13,5	14,9	
Q <sub>нав.</sub> , МВАр	0	12,7	19	-3,9	1,6	7,5	1	16,6	5,8	1,8	1,6	5,8	5	
ΔP <sub>Σ</sub> , МВт	13,08													
ΔQ <sub>Σ</sub> , МВАр	51,31													
Тр-р 5-6	k <sub>тр</sub>					0,526086								
	N <sub>від</sub>					9								
Тр-р 4-7	k <sub>тр</sub>					0,518312								
	N <sub>від</sub>					8								
Тр-р 4-9	k <sub>тр</sub>					0,534098								
	N <sub>від</sub>					10								

Визначаємо оптимальні скореговані коефіцієнти трансформації, та параметри режиму при них (табл. 6) .

Таблиця 6 – Оптимальні скореговані параметри нормального режиму після зміни навантажень з урахуванням стану трансформаторів

Параметри	№ вузлів													
	1	2	3	4	5	6	7	9	10	11	12	13	14	
U	243,8	233,85	221	221,45	224,32	115,95	122,12	115,34	114,57	114,86	114,2	113,73	112,45	
P <sub>нав.</sub> , МВт	0	21,7	94,2	50	7,6	11,2	2	60	9	3,5	6,1	13,5	14,9	
Q <sub>нав.</sub> , МВАр	0	12,7	19	-3,9	1,6	7,5	1	16,6	5,8	1,8	1,6	5,8	5	
ΔP <sub>Σ</sub> , МВт	13,47													
ΔQ <sub>Σ</sub> , МВАр	50,84													
Тр-р 5-6	k <sub>тр</sub>					0,526086								
	N <sub>від</sub>					9								
Тр-р 4-7	k <sub>тр</sub>					0,550876								
	N <sub>від</sub>					12								
Тр-р 4-9	k <sub>тр</sub>					0,542358								
	N <sub>від</sub>					11								

Метою оптимального керування є знаходження мінімуму функції загальносистемних втрат потужності, яка знаходиться за виразом:

$$\Delta F = \sum_{i=1}^n \Delta P_i \rightarrow \min, \quad (11)$$

Якщо  $\Delta F_{\min}$  - мінімальне значення цільової функції, n - загальна кількість віток в схемі, а  $k_{\text{тр.опт}}$  - оптимальне значення коефіцієнта трансформації, то побудуємо залежність змін втрат активної потужності

$$\Delta F^* = \frac{\Delta F}{\Delta F_{\min}}, \text{ від значень коефіцієнтів трансформації } k^* = \frac{k}{k_{\text{тр.опт}}} \text{ (рис. 2).}$$

Для досягнення оптимального режиму потрібно використовувати трансформатори 4\_7 та 4\_9, а трансформатор 5\_6 знаходиться в зоні нечутливості, при цьому трансформатором 4\_9 потрібно зробити 2 переключення РПНом трансформатора з 10 відпайки на 12, а трансформатором 4\_7 одне переключення з 12 відпайки на 11 (рис 2.а) З урахуванням стану трансформаторів, трансформатор 5\_6 знаходиться в зоні нечутливості, трансформатором 4\_7 зробити 3 перемикання РПНом трансформатора з 12 на 9 відпайку, а трансформатором 4\_9, 2 перемикання РПНом трансформатора з 10 на 12 відпайку(рис 2.б)

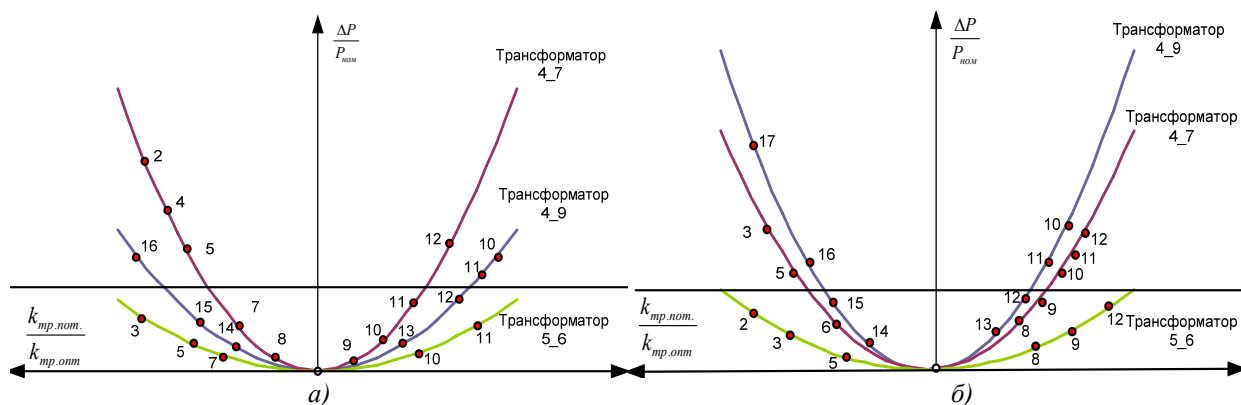


Рисунок 2 – Характеристики силових трансформаторів при малих навантаженнях (а), з урахуванням коефіцієнту погіршення регульовального ефекту.

З метою досягнення режиму з оптимальними втратами, регулювання трансформатором 5\_6 є недоцільним, тому використовуємо трансформатори 4\_7 та 4\_9, враховуючи квазі-опори трансформаторних віток, трансформатор 4\_9 за одне переключення відпайки РПН з 10 на 11, знизить величину квазі-втрат більше ніж трансформатор 4\_7 при переключенні однієї відпайки РПН з 12 на 11 (рис.3)

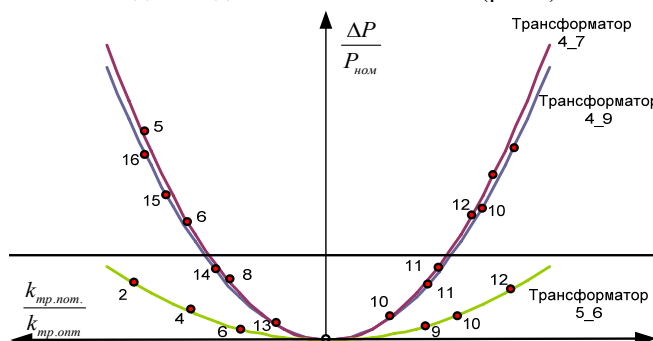


Рисунок 3 – Характеристики силових трансформаторів при малих навантаженнях, з урахуванням квазіопорів трансформаторних віток.

**Висновки.** Запропоновано метод ранжування трансформаторів з метою визначення кращого з них та кількості перемикачів його РПН з метою мінімізації сумарних втрат активної потужності в ЛЕП ЕЕС з урахуванням зростання очікуваної вартості ремонту трансформаторів від регулювання РПН шляхом використання результатів розрахунку нормального режиму з врахуванням поточного стану трансформаторів в квазі-опорах трансформаторних віток схеми.

#### СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Кириленко О. Информатизация та інтелектуалізація систем керування в електроенергетиці: деякі підсумки за останні роки / Олександр Кириленко, Артур Праховник // Технічна електродинаміка: спеціальний випуск – 2010. – С. 10–17.
2. Алексеев Б.А. Контроль состояния (диагностика) крупных силовых трансформаторов. – М.: Изд-во **НИ ЭНАС**, 2002. – 216 с.
3. Лежнюк П.Д. Оперативне діагностування високовольтного обладнання в задачах оптимального керування режимами електроенергетичних систем / П.Д. Лежнюк, О.Є. Рубаненко, О.В. Нікіторович // Технічна електродинаміка. – 2012. – №3. – С.33–36. – ISSN 1607–7970.
4. Спосіб регулювання режиму роботи електроенергетичної системи: патент 67829 Україна: МПК<sup>8</sup>Н02J3/24 / Лежнюк П. Д., Рубаненко О. Є., Рубаненко О. О.; заявник і патентоутримувач Вінницький національний технічний університет; заявл. 29.07.11; опубл. 12.03.12., Бюл. №05, 2012 р.
5. Железко Ю. С. Расчёт и анализ потерь электроэнергии в электрических сетях: руководство для практических расчётов / Ю. С. Железко, А. В. Артемьев, О. В. Савченко. – М.: ЭНАС, 2008. – 280 с. – ISBN 5 – 93196–264–6.

#### REFERENCES

1. Kirilenko A. Computerization and intellectualization of control and power: some results in recent years / Alexander Kirilenko, Arthur Prakhovnik // Technical Electrodynamics: Special Edition – 2010. – S.10–17.
2. Alekseev B.A. The control condition (diagnosis) of power transformers. – Moscow: NCENAS, 2002. – 216p.
3. Lezhnyuk P. Rapid diagnosis of transformers in optimal control problems / Peter Lezhnyuk, Elena Rubanenko / Bulletin Khmelnytsky National Technical University. – 2007. – №2. – P.185–189.

4. Pat. 61058 Ukraine, МПК8 H02J3/24. The method of optimal control normal mode power system / Lezhnyuk P. D., Rubanenko O. E., Rubanenko E. O.; applicant and patent owner Vinnitsa National Technical University – appl. 29.11.10, publ. 11.07.11. Bull. Number 13, 2011.

5. Zhelezko Yu. S. Calculation and analysis of losses of electric power in electric networks: guidance for practical calculations / Zhelezko Yu. P., Artem'ev And. V., Savchenko O. V. M. : NC ENAS, 2008. – 280 p. – ISBN 5 –93196–264–6.

Надійшла до редакції 11.02.2013

Рецензент: В.Ф. Сивокобиленко

О.Е. РУБАНЕНКО

Винницкий Национальный Технический Университет

**Оптимальное управления нормальными режимами ЕЭС с учетом технического состояния трансформаторов с РПН.** Усовершенствован метод определения управляющих воздействий, используя который можно оценить целесообразность осуществления управляющих воздействий и уменьшить потери активной мощности и затраты на ремонт в случае отказа.

**Ключевые слова:** силовой трансформатор, оптимальное управление, нормальные режимы, электроэнергетическая система, техническое состояние трансформатора с РПН.

O. RUBANENKO

Vinnitsa National Technical University

**Optimal Control of Electric Power Systems (EPS) Normal Modes with the Technical Condition of Transformers with a Tap Changer.** We improved the method for defining control actions, which can be used to estimate the necessity of control actions and to reduce active power losses and the cost of repair in case of failure.

**Keywords:** power transformer, optimum control, normal mode, power system, technical condition of the transformer with tap changer.