

УДК 621.331:621.311.025

DOI: 10.34029/2311-4061-2023-149-4-15-25

Д-р техн. наук Доманський В. Т.,

Д-р техн. наук Доманський І. В.,

Канд. техн. наук Закурдай С. О.

ІНТЕЛЕКТУАЛЬНІ ТЕХНОЛОГІЇ ВИБОРУ ПАРАМЕТРІВ УСТАНОВОК ЄМНІСНОЇ КОМПЕНСАЦІЇ В ТЯГОВИХ МЕРЕЖАХ ЗАЛІЗНИЧНОГО ТА МІСЬКОГО ТРАНСПОРТУ **INTELLIGENT TECHNOLOGY FOR SELECTING PARAMETERS OF CAPACITIVE COMPENSATION DEVICES IN TRACTION NETWORKS**

Ключові слова: інтелектуальні технології, енергоефективність, компенсація реактивної потужності, енергозбереження, система тягового електропостачання, режими роботи, впливові фактори, енергетична безпека.

Вступ

Враховуючи значну частину обсягу залізничних перевезень в Україні, що здійснюються на електричній тязі (90–95 % загального обсягу перевезень), важливо забезпечити випереджальний розвиток системи тягового електропостачання (СТЕ) та системи зовнішнього електропостачання (СЗЕ) залізниць з урахуванням реформ електроенергетики країни [1, 2].

В умовах необхідності ресурсозбереження, економії електроенергії та зниження витрат на будівництво нових електрифікованих ліній найбільшого ефекту досягнуто при впровадженні тягової мережі з екранованим та підсилюючим проводами (ЕПП–27,5 кВ) [1–3]. Разом з тим зменшення питомого опору тягової мережі ЕПП–27,5 кВ і збільшення довжини міжпідстанційних зон з живленням тягових підстанцій (ТП) від різних енергосистем сприяє зростанню транзиту потужності через тягову мережу. У зв'язку з цим необхідно автоматичне регулювання напруги на ТП, введення в роботу оптимальних потужностей компенсуючих пристроїв та оперативна зміна схем живлення електротягових мереж [3–5].

Необхідно розробити нормативно-правову документацію щодо порядку вибору параметрів та місць розміщення пристроїв поперечної та поздовжньої компенсації у СТЕ з урахуванням нових схемотехнічних рішень зовнішнього електропостачання ТП.

Аналіз літературних джерел та постановка проблеми

Ефективність застосування конденсаторних установок в електроенергетиці відома давно [4–11]. Досвід експлуатації підтверджує перспективність регульованих установок поперечно-ємнісної компенсації (КУ) та установок подовжньої компенсації (УПК) для тягового електропостачання [11–19], а саме:

- плавно регульованих установок КУ з нерегульованою конденсаторною батареєю і з паралельно ввімкненим реактором-трансформатором, регульованим тиристорним блоком (СТК) і фільтрами для зниження гармонік, утворених роботою тиристорного блока;
- ступенево регульованих КУ з декількома перемикаючими секціями конденсаторних батарей;
- перемикальних УПК.

Так, на ТП Александрія Одеської залізниці введено в роботу три установки КУ загальною потужністю 18,4 Мвар. У фазу А та фазу В включені регульовані установки СТК з конденсаторами типу CUEFS 23-8.7/600/WF і реакторами – компенсуючим і декомпенсуючим, відповідно KTL-182/155 і KTL-192/210, з $Q_A = 7609$ Квар і $Q_B = 7565$ Квар. Середньодобове споживання електроенергії ТП Александрія до установки КУ становило $S = 250 - j80$ МВА, $\text{tg } \varphi = 0,32$, а у 2023 р. знизилось на 50 %. Для такого навантаження встановлені потужності конденсаторів (18,4 Мвар) перевищують у декілька разів необхідні параметри, розраховані за

реактивною потужністю, режимом напруги, несиметрією, гармоніками [5, 11, 16, 17]. Зокрема, потужність втрачати тільки в сталі сердечників реакторів ФРОМ-3200/35 У1 становить 10,5 кВт.

У зв'язку із зазначеним, в даний час у тяговому електропостачанні йдуть шляхом застосування ступінчастого (дискретного) регулювання КУ. Як ступені можуть бути включені секції КУ або фільтр-компенсуючі пристрої, які в цілому відповідають висунутим вимогам у договорах електропостачання, проте відрізняються високим значенням співвідношення встановленої до корисної потужності (2,25) і високою вартістю. Перспективна схема установки КУ з функцією фільтрації вищих гармонік модульного типу [16, 17].

Для стабілізації напруги живлення електрорухомого складу (ЕРС), а також для симетрування напруги на шинах 27,5 кВ перспективно включати УПК у відсмоктувальну лінію ТП. УПК повинна бути, як правило, перемикальною з двома секціями. Такий спосіб включення підвищує рівень напруги в контактній мережі (особливо на плечі живлення від відстаючої фази), і, що дуже важливо, симетрує напругу на шинах 27,5 кВ. У результаті знижується несиметрія напруги на лініях автоблокування [11, 16, 17].

В умовах ринкової економіки і роботи залізниць як суб'єкта оптового ринку електроенергії існуючі принципи сполучення СТЕ и СЗЕ збільшують технологічні втрати електроенергії і вимагають додаткових досліджень їх режимів роботи [3, 5, 11–13, 19, 20].

Для забезпечення енергозбереження в тягових мережах і підвищення економічності процесу перевезень необхідно розробити принципи вибору параметрів і місць розміщення поперечної і подовжньої компенсації реактивної потужності електротягових мереж у взаємозв'язку з режимами роботи СЗЕ.

Мета та задачі дослідження

Метою дослідження режимів роботи систем зовнішнього та тягового електропостачання залізниць є інтелектуальні технології вибору перспективної схеми компенсації реактивної потужності, що забезпечує енергозбереження у тягових мережах змінного струму та енергетичну безпеку процесів залізничних перевезень.

Для досягнення поставленої мети необхідно:

- розробити метод вибору параметрів установок ємнісної компенсації в тягових мережах;
- провести дослідження і аналіз режимів роботи електротягових мереж та живильних ліній енергосистем залізниць.

Вибір параметрів установок ємнісної компенсації в тягових мережах

Поперечна ємнісна компенсація. Для вибору номінальної потужності КУ (рис. 1) необхідно розрахувати найменшу діючу напругу на струмоприймачі ЕРС для заданих розмірів руху по проектній схемі СТЕ з урахуванням збільшення кількості поїздів на електрифікованій ділянці в інтенсивну годину експлуатації. Розрахунки проводять з використанням програмних комплексів з імітацією взаємопов'язаних миттєвих схем рухомих навантажень ЕРС. Так, при заданих розмірах руху і нормальній схемі живлення для кожної міжпідстанційної зони розглянутої ділянки (рис. 1) визначається фактична найменша напруга на струмоприймачі ЕРС $U_{\min \phi}$:

$$\dot{U}_{\min \phi} = \left(\sum_{i=1}^n \dot{U}_{\text{ши}i} - \Delta \dot{U}_{\max i} \right) / n, \quad (1)$$

де: $\dot{U}_{\text{ши}i}$ – миттєве значення напруги на шинах тягової підстанції, кВ; $\Delta \dot{U}_{\max i}$ – миттєве максимальне падіння напруги у векторі $\Delta \dot{U}$ падінь напруги від вузлів навантажень ЕРС до базисного вузла, кВ; n – кількість вирішених миттєвих схем за час моделювання T .

Падіння напруги на ділянці мережі від будь-якого вузла до базисного знаходиться за виразом

$$\Delta \dot{U} = M_{\alpha}^{-1} \dot{U}_{\alpha}, \quad (2)$$

де: $\dot{U}_{\alpha} = Z_{\alpha} \dot{I} - \dot{E}_{\alpha}$ – вектор падіння напруги на вітках дерева схеми електроживлення тягової мережі; \dot{E}_{α} – ЕДС у вітках дерева схеми.

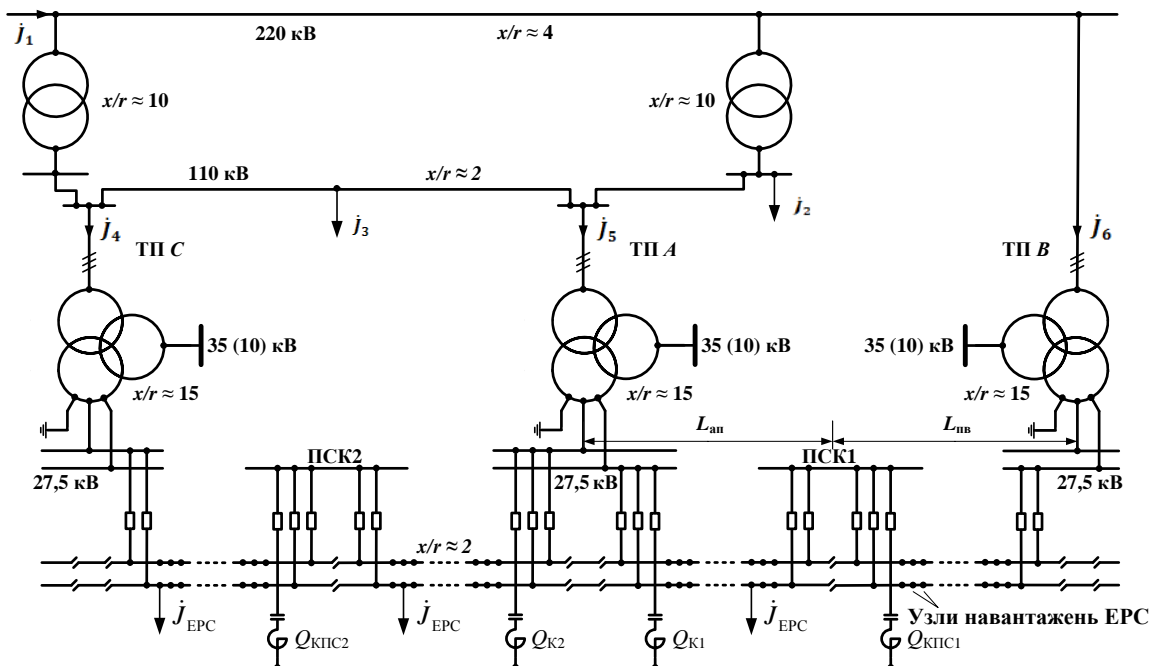


Рис.1 – Фрагмент зовнішнього електропостачання тягової мережі з розподіленою поперечною ємнісною компенсацією

У задачах, що не вимагають розрахунку струмозподілу, вектор падіння напруги визначається за формулою

$$\Delta \dot{U} = \dot{Y}^{-1} \dot{J}, \quad (3)$$

де $\dot{Y} = \mathbf{M} \mathbf{Z}_B^{-1} \mathbf{M}_t$ – матриця вузлової провідності.

Спочатку беремо варіант з розміщенням КУ на постах секціонування (на рис. 1 $Q_{КПС1}$ і $Q_{КПС2}$). Розрахункова потужність КУ, необхідна для підвищення напруги до нормованого значення Q_k , визначається різницею найменших значень нормованої і фактичної напруги на струмоприймачі ЕРС ($U_{\min \text{ норм}} - U_{\min \phi}$), і вхідним індуктивним опором до КУ ($X_{\text{вх}}$) за формулою, Мвар:

$$Q_k = U_{\text{ном}}^2 (U_{\min \text{ норм}} - U_{\min \phi}) / (U_{\min \text{ норм}} \cdot X_{\text{вх}}), \quad (4)$$

де: $U_{\text{ном}}$ – номінальна напруга КУ ($U_{\text{ном}} = 27,5$ кВ); $X_{\text{вх}}$ – вхідний індуктивний опір до місця розташування КУ, Ом.

Вхідний індуктивний опір до КУ поста секціонування при двосторонньому живленні контактної мережі від суміжних підстанцій ТП А і ТП В (рис. 1) визначається за формулою, Ом:

$$X_{\text{вх}} = \frac{A \cdot B}{A + B}, \quad (5)$$

де: $A = X_{\text{тс.а}} + 2X_{\text{тр.а}} + 2X_{\text{с.а}}$, $B = X_{\text{тс.в}} + 2X_{\text{тр.в}} + 2X_{\text{с.в}}$;

$X_{\text{тс.а}}$ і $X_{\text{тс.в}}$ – індуктивні опори тягової мережі відповідно від підстанцій ТП А і ТП В до КУ, Ом;

$X_{\text{тр.а}}$ і $X_{\text{тр.в}}$ – індуктивні опори включених у роботу трансформаторів на підстанціях ТП А і ТП В, Ом;

$X_{\text{с.а}}$ і $X_{\text{с.в}}$ – індуктивні опори системи зовнішнього електропостачання відповідно до підстанцій ТП А і ТП В, Ом.

Індуктивний опір включених у роботу трансформаторів на підстанції ТП А (ТП В) визначається за формулою, Ом:

$$X_{\text{тр}} = U_{\text{кз}} \cdot U_{\text{ном}}^2 / 100 \cdot n \cdot S_{\text{тр}}, \quad (6)$$

де: $U_{\text{кз}}$ – напруга короткого замикання трансформатора, кВ; $U_{\text{ном}}$ – номінальна напруга трансформатора ($U_{\text{ном}} = 27,5$ кВ); $S_{\text{тр}}$ – номінальна потужність трансформатора, МВ·А; n – кількість включених у роботу трансформаторів.

Індуктивний опір СЗЕ визначається за формулою, Ом:

$$X_{\text{с}} = U_{\text{ном}}^2 / S_{\text{кз}}, \quad (7)$$

де $S_{\text{кз}}$ – потужність трифазного короткого замикання на шинах 110 (220) кВ тягової підстанції, МВ·А.

Індуктивний опір тягової мережі для вузлової схеми живлення (рис. 2) визначається за формулою:

$$X_{\text{с.а}} = x_{22} \cdot L_{\text{ап}}; X_{\text{с.в}} = x_{22} \cdot L_{\text{пв}}, \quad (8)$$

де: $x_{22} = 0,278$ Ом/км – питомий індуктивний опір для вузлової схеми живлення з контактною підвіскою, що складається з несучого троса, контактного проводу і рейкової мережі; $L_{\text{ап}}$ і $L_{\text{пв}}$ – відстані до поста секціонування відповідно від підстанцій ТП А і ТП В, км.

Для запобігання частим відключенням КУ поста секціонування від підвищеної напруги при малих навантаженнях у тяговій мережі номінальна потужність КУ не повинна перевищувати середню реактивну потужність тягового навантаження цієї міжпідстанційної зони ($Q_{\text{тс}}$):

$$Q_{\text{кпс}} \leq Q_{\text{тс}}. \quad (9)$$

Для міжпідстанційної зони, наприклад, між підстанціями ТП А і ТП В (рис. 1) середня реактивна потужність визначається за формулою, Мвар:

$$Q_{\text{тс}} = (W_{Q_{\text{тс.а}}} + W_{Q_{\text{тс.в}}}) / (24 \cdot D_i), \quad (10)$$

де: $W_{Q_{\text{тс.а}}}$ – витрата реактивної енергії в тяговій мережі від підстанції ТП А за інтенсивний місяць, Мвар·год; $W_{Q_{\text{тс.в}}}$ – те ж від підстанції ТП В; D_i – кількість днів інтенсивного місяця.

Значення $W_{Q_{\text{тс.а}}}$ і $W_{Q_{\text{тс.в}}}$ визначаються: для проєктованих ділянок – за наслідками тягових і електричних розрахунків; для ділянок, що знаходяться в експлуатації, – за даними технічного обліку електроенергії.

Якщо нерівність (9) не виконується, то номінальну потужність КУ, що розміщується на посту секціонування, обмежують значенням, яке не перевищує $Q_{\text{тс}}$, і передбачають додаткові КУ на одній з суміжних ТП.

Для визначення потужності КУ, що розміщується на ТП, повторюють розрахунок за формулою (4), враховуючи у складі початкових даних вибрану потужність КУ на посту секціонування. При цьому слід визначити не тільки значення $U_{\text{мін ф}}$, але і місце міжпідстанційної зони, в якому це значення найімовірніше.

Додаткове КУ необхідно розмістити на тій з двох ТП, яка живить цю міжпідстанційну зону відстаючою фазою. Якщо відстаючі фази – з обох боків цієї міжпідстанційної зони, то для розміщення КУ вибирають ТП, найближчу до того місця міжпідстанційної зони, в якому значення $U_{\text{мін ф}}$ найімовірніше. Остаточний вибір параметрів і місць розміщення КУ слід виконувати шляхом порівняння їх вартісних показників.

Облік фактора зміни струму компенсуючого пристрою залежить від місця розташування компенсуючого пристрою. У зв'язку з цим доцільно було досліджувати на імітаційній моделі вплив зміни струму компенсуючого пристрою на втрати енергії при знаходженні решти факторів

на середніх рівнях. Результати досліджування режимів роботи СТЕ на імітаційній моделі наведені у таблицях 1 і 2.

Табл. 1 – Вплив зміни струму компенсуючого пристрою на втрати енергії в СТЕ

Струм компенсуючого пристрою, А	Добова витрата енергії на зоні, МВА·год	Добові втрати енергії на зоні, кВА·год	Відсоток активних втрат, %
Схема вузлового живлення з КУ на посту секціонування			
0	129,0 + j102,2	1615,9 + j3532,2	1,25
25	129,3 + j86,2	1564,4 + j3412,1	1,21
50	129,6 + j69,9	1609,7 + j3476,6	1,24
100	130,4 + j37,2	1987,4 + j4179,5	1,52
Схема вузлового живлення з КУ у відстаючій фазі тягової підстанції			
25	128,8 + j102,1	1594,1 + j3496,4	1,24
50	128,7 + j69,7	1582,6 + j3473,8	1,23
100	128,4 + j36,9	1571,7 + j3457,6	1,22

Табл. 2 – Параметри схем вузлового та паралельного живлення міжпідстанційної зони

Параметри	Значення параметрів при коефіцієнті нерівномірності навантаження колій 1,05	
	без урахування зрівнювальних струмів і КУ	з урахуванням зрівнювальних струмів і КУ
Добова витрата енергії на ділянці, МВА·год	<u>154,5 + j134,0</u> 154,5 + j134,0	<u>157,65 + j624,8</u> 157,65 + j624,8
Добові втрати енергії на ділянці, кВА·год	<u>1894,5 + j4158,0</u> 1788,0 + j3972,0	<u>2262,0 + j5016,0</u> 2158,0 + j4838,0
Відсоток активних втрат	<u>1,22</u> 1,16	<u>1,43</u> 1,37
Зниження активних втрат енергії при застосуванні схеми з 3 пунктами паралельного з'єднання, %	5,6	4,6
Теж реактивних, %	4,3	3,5

Примітка. Значення у чисельнику – для схеми вузлового живлення; у знаменнику – для паралельної схеми.

Аналізуючи дані таблиць 1 і 2, можна зробити висновок про різний ступінь впливу на активні і реактивні втрати енергії змін струмів компенсуючих пристроїв, схеми живлення і зрівняльного струму. Якщо найменша напруга $U_{\min \phi}$ на ЕРС менше $U_{\min \text{норм}}$ (21 кВ), а при швидкісному русі – 24 кВ, то встановлена на посту секціонування КУ забезпечує добавку напруги до нормованого значення $\delta U_{\text{ку}} = U_{\min \text{норм}} \cdot X_{\text{вх}} / X_{\text{ку}}$, де $X_{\text{ку}}$ – реактивний опір компенсуючої установки, Ом. Розподілена система КУ в тяговій мережі дозволяє шляхом відключення, включення КУ регулювати напругу і реактивну потужність та мінімізувати перетоки потужності по тяговій мережі.

Подовження ємнісна компенсація. Для підвищення напруги на струмоприймачах ЕРС найефективніше включати УПК у розтин відсмоктуючої лінії тягової підстанції (рис. 2). УПК повинна бути, як правило, така, що перемикається з двома ступенями [16, 17].

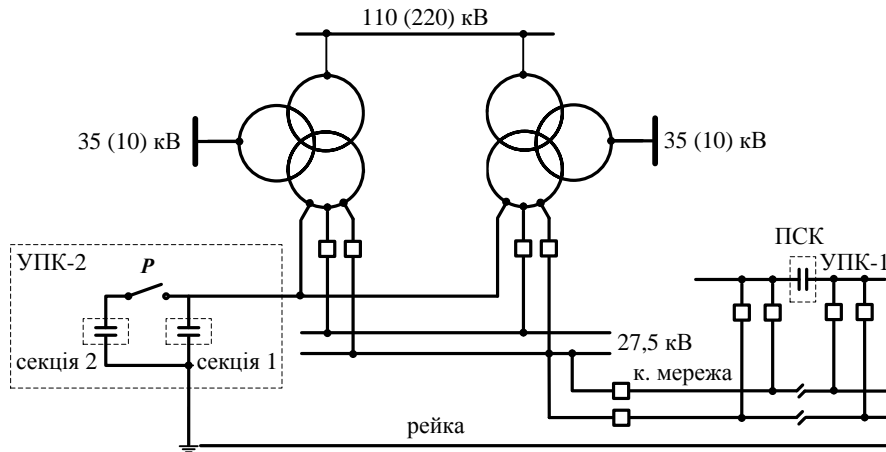


Рис. 2 – Подовзжня ємнісна компенсація в СТЕ

Перший ступінь УПК працює, коли в роботі знаходиться один трансформатор з кратністю перевантаження менше 1,5. Другий ступінь підключається, якщо в роботі знаходиться два трансформатори (незалежно від кратності перевантаження) або один трансформатор з кратністю перевантаження 1,5 і вище.

Для визначення кількості ступенів УПК необхідно знайти 10-хвилинний максимальний струм навантаження (I_{\max}) у відсмоктуючій лінії з УПК (рис. 2) при заданому розмірі руху в нормальному режимі роботи СТЕ [3, 5]. На ділянках, що знаходяться в експлуатації, I_{\max} уточнюється шляхом вимірювань. Для розрахунку I_{\max} слід використовувати формулу:

$$I_{\max} = \max \left(\sum_{t=1}^T \dot{I}_{\text{вт}}(j) \right), \quad (11)$$

де: $\dot{I}_{\text{вт}}$ – вектор струмів віток графа схеми; j – номер вітки відсмоктуючої лінії у векторі $\dot{I}_{\text{вт}}$.

Якщо розраховане значення 10-хвилинного максимального струму навантаження I_{\max} виявляється меншим допустимого струму для одного трансформатора $I_{\text{доп}(1)}$ або дорівнює йому, то треба передбачати УПК, що складається з одного ступеня. Якщо розраховане значення 10-хвилинного максимального струму навантаження I_{\max} виявляється більшим допустимого струму для одного трансформатора $I_{\text{доп}(1)}$, то при максимальних навантаженнях слід включати другий трансформатор, і тоді беруть УПК, що складається з двох ступенів. Допустимий струм $I_{\text{доп}(1)}$ для одного трансформатора потужністю $S_{\text{тр}}$ (МВ·А) визначається за формулою, А:

$$I_{\text{доп}(1)} = 0,57 \cdot 10^3 \cdot (1,5S_{\text{тр}} - 0,7S_p) / U_{\text{ном}}, \quad (12)$$

де: S_p – потужність навантаження третьої обмотки трансформатора (напругою 6, 10 або 35 кВ) (МВ·А); $U_{\text{ном}} = 27,5$ кВ.

Опір першого ступеня УПК визначається за формулою, Ом:

$$X^*_{\text{УПК}} = X_c + X_{\text{тр}}, \quad (13)$$

де: X_c – опір системи зовнішнього електропостачання для цієї підстанції, Ом; $X_{\text{тр}}$ – опір трансформатора, Ом; * – зірочка вказує на розрахункове значення визначеної величини.

Розрахунковий струм першого ступеня УПК визначається за формулою, А:

$$I^*_{\text{УПК1}} = K_3 I_{\text{доп}(1)} / K_{\text{пер}}, \quad (14)$$

де: K_3 – коефіцієнт запасу (береться 1,3); $K_{\text{пер}}$ – коефіцієнт перевантаження конденсаторів за 10 хв.

За розрахунковими даними формул (13) і (14) вибирають номінальний опір $X_{УПК1}$ і номінальний струм $I_{УПК1}$ першого ступеня УПК. Після цього відповідно до даних УПК, що випускаються на цей час, вибирається пристрій, параметри якої задовольняють таким нерівностям:

$$0,7 \leq (X_{УПК1} / X^*_{УПК1}) \leq 1,3. \quad (15)$$

$$I_{УПК1} \geq I^*_{УПК1}. \quad (16)$$

Для вибору номінального опору і струму другого ступеня УПК використовується сумарний розрахунковий струм першого і другого ступенів УПК, який визначається за максимальним струмом навантаження I_{\max} за формулою, А:

$$I^*_{УПК(1+2)} = K_3 I_{\max} / K_{\text{пер}}. \quad (17)$$

Розрахунковий струм другого ступеня, визначається за формулою, А:

$$I^*_{УПК2} = I^*_{УПК(1+2)} - I_{УПК1}. \quad (18)$$

Розрахунковий опір двох ступенів УПК при двох включених трансформаторах неоднакової потужності, опори яких $X_{\text{тр1}}$ і $X_{\text{тр2}}$, визначається за формулою, Ом:

$$X^*_{УПК(1+2)} = X_c + X_{\text{тр1}} \cdot X_{\text{тр2}} / (X_{\text{тр1}} + X_{\text{тр2}}). \quad (19)$$

У цьому випадку перший ступень УПК розраховується для трансформатора більшої потужності.

Для трансформаторів однакової потужності опір дорівнює, Ом:

$$X^*_{УПК(1+2)} = X_c + 0,5X_{\text{тр}}. \quad (20)$$

Опір другого ступеня УПК визначається за формулою, Ом:

$$X^*_{УПК2} = X_{УПК1} X^*_{УПК(1+2)} / (X_{УПК1} - X^*_{УПК(1+2)}). \quad (21)$$

Для вибору УПК за номінальними значеннями струму і опору необхідно за розрахунковими даними $I^*_{УПК2}$ і $X^*_{УПК2}$ вибрати УПК з номінальними параметрами $I_{УПК2}$ і $X_{УПК2}$. Тоді для УПК з двома включеними ступенями номінальний опір і струм визначаються за формулами, Ом та А:

$$X_{УПК(1+2)} = X_{УПК1} X_{УПК2} / (X_{УПК1} + X_{УПК2}); \quad (22)$$

$$I_{УПК(1+2)} = I_{УПК1} + I_{УПК2}. \quad (23)$$

При виборі УПК слід дотримуватися таких співвідношень при роботі двох ступенів УПК:

$$0,7 \leq (X_{УПК(1+2)} / X^*_{УПК(1+2)}) \leq 1,3; \quad (24)$$

$$I_{УПК(1+2)} \geq I^*_{УПК(1+2)}. \quad (25)$$

На другому етапі розрахунку мінімальної кількості УПК на підстанціях слід перевірити найменшу напругу на струмоприймачах ЕРС на кожній із міжпідстанційних зон послідовним розрахунком включення на тягових підстанціях УПК з параметрами, визначеними за формулами (22) і (23). Процедура розрахунку починається з підстанції, що має найбільший вхідний опір. Потім кількість підстанцій що враховується збільшується по одній. Якщо при розрахунку включення УПК на черговій ТП дотримується допустима найменша напруга на струмоприймачах цієї міжпідстанційної зони, то наступна УПК включається на ТП через одну.

При включенні УПК на ТП, що діє, слід відкоригувати режим роботи тягової мережі для зменшення зрівнювального струму шляхом зміни положення перемикача пристрою регулювання напруги під навантаженням трансформаторів суміжних тягових підстанцій.

Аналіз результатів моделювання і реальних режимів тягової мережі змінного струму 27,5 кВ показує, що максимальні 10-хвилинні струми навантаження в тяговій мережі лежать в межах 1800–2200 А, а ефективність використання УПК висока на ТП, де опір СЗЕ перевищує 0,5 Ом, а ступінь компенсації знаходиться в межах допустимого $K = 0,7$.

Дослідження режимів роботи електротягових мереж і живильних ліній енергосистем

Для моделювання режимів роботи були використані результати тягових розрахунків та експериментально виміряні навантаження ЕРС, параметри СТЕ та СЗЕ і розміри руху. При цьому було прийнято ймовірну модель графіка руху поїздів. Була можливість імітації роботи не регульованих і регульованих компенсуючих пристроїв як на ТП, так і на постах секціонування. Використовувався принцип послідовного моделювання взаємозалежних миттєвих схем навантажень ЕРС (рис. 1).

Результати імітаційного моделювання активних і реактивних втрат енергії отримані для типової міжпідстанційної зони двоколіїної ділянки з вузловою схемою живлення, середньостатистичної довжини (45 км), з коливаннями напруги на шинах 27,5 кВ, $\Delta U_{max} = \Delta U_{min} = 1500$ В і середнім квадратичним відхиленням $\sigma_0 = 300$ В. Опір тягової мережі визначається зміною типів підвісок ПБСМ70+МФ100 та ПБСМ95+МФ100 при рейках Р65. Максимальна різнотипність поїздів – 8 типів, зокрема пасажирський масою 1000 т, порожній масою 1200 т, вантажні поїзди масою 2000, 2500, 3000, 3500 і 4000 т, а мінімальна – два типи: пасажирський і вантажний середньозважений. Ступінь використання пропускної здатності N/N_0 змінюється від 0,53 до 0,8. Відношення часу ходу поїзда по фідерній зоні до часу його ходу під струмом оцінюється коефіцієнтом α , який змінюється в межах від 1,2 до 1,8 по непарній колії і від 1,15 до 2,1 – по парній.

Втрати енергії на вибраній зоні досліджені шляхом проведення багатоваріантних розрахунків повнофакторного експерименту (ПФЕ) при імітації роботи СТЕ протягом доби. Попередній аналіз дозволив виділити наступні фактори, що впливають на втрати енергії у тяговій мережі: X_1 – зрівняльний струм; X_2 – опір тягової мережі; X_3 – ступінь використання пропускної здатності; X_4 – різнотипність поїздів; X_5 – відношення повного часу ходу поїзда по міжпідстанційній зоні до часу його ходу під струмом. Значення факторів та рівні їх варіювання наведені у таблиці 3.

Табл. 3 – Фактори, що впливають на втрати енергії у тяговій мережі

Фактори	Значення факторів при рівні варіювання			Інтервал варіювання
	-1	0	+1	
X_1	0	50	100	50
X_2	8,01	9,93	11,85	1,92
X_3	0,53	0,66	0,80	0,16
X_4	2	5	3	3
X_5	1,2/11	1,5/1,6	1,8/2,1	0,3/0,5

Отримані результати повнофакторного експерименту наведені у таблиці 4.

Табл. 4 – Результати повнофакторного експерименту з визначення втрат енергії у тяговій мережі

№ рядка ПФЕ	Добові втрати електроенергії на кВ·А·год	Процент активних втрат	№ рядка ПФЕ	Добові втрати електроенергії на кВ·А·год	Процент активних втрат
1	1057,1 + j 2636,2	0,8	17	828,2 + j 2050,8	0,7
2	2699,6 + j 6916,6	1,9	18	2480,1 + j 6352,7	1,9
3	1621,7 + j 3563,3	1,2	19	1262,1 + j 2749,4	1
4	2859,4 + j 6461,4	2	20	2515,8 + j 5679,0	1,9
5	1791,8 + j 4448,0	0,9	21	1258,8 + j 3104,0	0,7
6	3740,0 + j 9560,1	1,8	22	2994,7 + j 7649,8	1,7
7	2907,9 + j 6422,0	1,5	23	1911,2 + j 4163,2	1,1
8	4116,4 + j 9289,9	2,1	24	3224,8 + j 7250,6	1,9
9	1654,7 + j 4446,2	1,3	25	789,8 + j 1949,1	0,6
10	2637,9 + j 6757,7	1,9	26	2439,5 + j 6214,1	1,9
11	2369,4 + j 4647,1	1,6	27	1200,8 + j 2610,0	1
12	2923,9 + j 6605,0	2	28	2444,9 + j 5520,3	1,9
13	1798,2 + j 4451,5	0,9	29	1280,7 + j 3148,9	0,7
14	3676,8 + j 9398,9	1,8	30	3052,5 + j 7794,6	1,7
15	2740,4 + j 6025,7	1,4	31	1939,5 + j 4212,8	1,1
16	4163,0 + j 9385,9	2,1	32	3281,1 + j 7368,3	1,9

У результаті аналізу отриманих даних режимів моделювання втрат енергії у міжпідстанційній зоні тягової мережі встановлено що:

- найбільший вплив на втрати енергії має зрівняльний струм, при цьому за наявності на міжпідстанційній зоні середнього зрівнювального струму 100 А втрати активної енергії збільшуються на 57,9 %, а реактивної – на 59,4 % у порівнянні з варіантом, коли зрівнювальний струм відсутній;

- перехід від схеми вузлового живлення до схеми паралельного живлення за наявності зрівнювального струму і роботи компенсуючих пристроїв зменшує втрати активної енергії всього лише на 4,6 %, а реактивної – на 3,5 % та при подальшому збільшенні кількості паралельних з'єднань до п'яти на фідерну зону зменшує втрати енергії ще на 2 %;

- установка КУ у відстаючій фазі ТП з ємнісним струмом 100 А дозволяє понизити добові втрати активної і реактивної енергії на фідерній зоні з вузловою схемою живлення на 2,8 і 2,1 %, відповідно, а при установці КУ на посту секціонування з ємнісним струмом 25 А активні втрати знижуються на 3,2 % та реактивні – на 3,4 %.

Висновки

1. Для тягових мереж залізниць застосування плавно регульованої установки поперечно-ємнісної компенсації з нерегульованою конденсаторною батареєю і з паралельно включеними трансреактором, регульованим блоком тиристора, і фільтрами для зниження гармонік пов'язано з великими капітальними вкладеннями, що визначає великі терміни окупності таких інвестицій (більше 10–15 років). Найбільш перспективними для тягового електропостачання на сьогодні є ступенево регульовані пристрої компенсації реактивної потужності.

2. Запропоновано використання розподіленої системи поперечно-ємнісної компенсації в залізничній тяговій мережі та новий підхід до регулювання напруги на тягових підстанціях з несиметричним навантаженням, в основі якого лежить сумісне використання установок поперечно-ємнісної компенсації у відсмоктувальній лінії і пристроїв автоматичного регулювання напруги трансформатора під навантаженням, що в сукупності дозволяє знизити втрати в тяговій мережі залізниць АТ «Укрзалізниця» в 1,5–2 рази.

Література

1. Правила улаштування системи тягового електропостачання залізниць України: № ЦЕ-0009 : наказ Укрзалізниці 24.12.2004 р. № 1010-ЦЗ / Мін-во трансп. та зв'язку України. – Київ, 2005. – 80 с.
2. Енергетична стратегія Укрзалізниці на період до 2015 року і на перспективу до 2020 року: затв. державною адміністрацією залізничного транспорту України 26.11.2013 р. – Київ, 2013. – 104 с.
3. Корниенко В.В. Электрификация железных дорог. Мировые тенденции и перспективы (Аналитический обзор) / В.В. Корниенко, А.В. Котельников, В.Т. Доманский. – Киев : Транспорт Украины, 2004. – 196 с.
4. Марквард К.Г. Электроснабжение электрифицированных железных дорог / К.Г. Марквард. – М. : Транспорт, 1982. – 528 с.
5. Доманський І. В. Основи енергоефективності електричних систем з тяговими навантаженнями: монографія / І. В. Доманський; НТУ „ХПІ”. – Харків: вид-во ТОВ «Центр інформації транспорту України», 2016. – 224 с.
6. Бондаренко В. О. Пріоритетні задачі та механізми реалізації енергетичної стратегії залізниць / В. О. Бондаренко, І. В. Доманський // Локомотив-інформ. – 2017. – № 1. – С. 18–23.
7. Электроэнергетические системы в примерах и иллюстрациях / под ред. В.А. Веникова. – М. : Энергоатомиздат, 1983. – 456 с.
8. Пелисье Р. Энергетические системы / Рене Пелисье: пер. с франц. [предисловие и коммент. В.А. Веникова]. – М. : Высш. шк., 1982. – 568 с.
9. Шидловский А. К. Оптимизация несимметричных режимов систем электроснабжения / А.К. Шидловский, В.Г. Кузнецов, В.Г. Николаенко. – Київ : Наукова думка, 1987. – 174 с.
10. Бородулин Б. М. Конденсаторные установки электрифицированных железных дорог / Б. М. Бородулин, Л. А. Герман, Г. А. Николаев. – М.: Транспорт, 1983. – 183 с.
11. Доманский В. Т. Компенсация реактивной мощности в системах тягового электроснабжения переменного тока (реальность и перспектива энергосбережения) / В. Т. Доманский, В. В. Корниенко // Залізничний транспорт України. – 2015. – №2. – С. 21–31.
12. Бондаренко В. О. Анализ энергоэффективности режимов работы электрических систем с тяговыми нагрузками / В. О. Бондаренко, И. В. Доманский, Г. Н. Костин // Електротехніка і електромеханіка. – 2017. – № 1. – С. 54–62. <https://doi.org/10.20998/2074-272X.2017.1.09>
13. Analysis and optimization of the reactive power compensation modes in a power supply system / V. Yagup, K. Yagup, Yu. Kovalova, V. Kharchenko, T. Besarab, O. Krasnov, I. Domanskii, V. Domanskii, H. Kostin, H. G. AbuGoukh // Eastern-European Journal of Enterprise Technologies. – 2019. – Issue 3/5 (99). – P. 13–22. DOI: 10.15587/1729-4061.2019.168584
14. Передвижные компенсаторы реактивной мощности // Железные дороги мира. – 2015. – № 10. – С. 65–69. (М. Aeberhard et al. Elektrische Bahnen, 2015, № 6/7, S. 336–341).
15. Железко Ю.С. Потери электроэнергии. Реактивная мощность. Качество электроэнергии / Ю.С. Железко. – М. : ЭНАС, 2009. – 456 с.
16. Герман Л.А. Регулируемые установки емкостной компенсации в системах тягового электроснабжения железных дорог : учеб. пособ. / Л.А. Герман, А.С. Серебряков. – М. : ФГБОУ «Учебно-методический центр по образованию на железнодорожном транспорте», 2013. – 315 с.
17. Герман Л.А. Фильтрокомпенсирующие установки в тяговых сетях переменного тока / Л.А. Герман, А.С. Серебряков, А.А. Максимова // Вестник ВНИИЖТ. – 2016. – Т. 75, №1. – С. 26–34.

18. Determination of optimal parameters of the pulse width modulation of the 4qs transducer for electric rolling stock / O. Demydov, B. Liubarskyi, V Domanskyi, M. Glebova, D. Iakunin, A. Tyshchenko // Eastern-European Journal of Enterprise Technologies. – 2018. – Vol. 5, Issue 5 (95). – P. 29–38. DOI: 10.15587/1729-4061.2018.143789

19. Доманский И.В. Развитие методов расчета систем тягового электроснабжения и питающих их энергосистем / И.В. Доманский // Електротехніка і електромеханіка. – 2015. – № 4. – С. 62–68. <https://doi.org/10.20998/2074-272X.2015.4.12>

20. Методика обчислення плати за перетікання реактивної електроенергії: затв. наказом Міністерства палива та енергетики України від 17.01.2002 №19 / Мін-во палива та енергетики України. – К., 2002. – 12 с.

ВІДОМОСТІ ПРО АВТОРІВ

Доманський Валерій Тимофійович,
д.т.н., професор, професор кафедри
електричного транспорту Харківського
національного університету
міського господарства імені О.М. Бекетова.
Вул. Маршала Бажанова, 17, м. Харків,
Україна, 61002.
E-mail: dvt.nord@gmail.com.
Тел.: +38 067 563 35 64.
ORCID ID: 0000-0001-6676-0780.

Доманський Ілля Валерійович,
д.т.н., доцент, доцент кафедри енергетики
Українського державного університету
науки і технологій.
Вул. Лазаряна, 2, м. Дніпро, Україна, 49010.
E-mail: ilya.domanskiy@gmail.com
Тел.: +38 050 481 85 43.
ORCID ID: 0000-0001-8819-410X.

Закурдай Світлана Олександрівна,
к.т.н., доцент, доцент кафедри електричного транспорту
Харківського національного університету
міського господарства імені О.М. Бекетова.
Вул. Маршала Бажанова, 17, м. Харків, Україна, 61002.
e-mail: lanyssia@gmail.com.
Тел. +38 066 753 04 99.
ORCID ID: 0000-0002-7927-8413.

«ЗАЛІЗНИЧНИЙ ТРАНСПОРТ УКРАЇНИ» ПЕРЕДПЛАТА НА ВИДАННЯ

У зв'язку з введенням в Україні військового стану та дефіцитом витратних матеріалів і електрики для друку видавець тимчасово припиняє видання паперових випусків журналу «Залізничний транспорт України», залишаючи тільки його електронне видання. Періодичність видання – 4 рази на рік.

Підприємства та фізичні особи можуть оформити передплату на галузевий науково-практичний журнал «Залізничний транспорт України» у електронному вигляді (Off-line), по кварталах чи на весь 2024 рік, на договірних умовах у видавця журналу - філії «НДКТІ» АТ «Укрзалізниця», за зверненням до директора філії на адресу:

03038, м. Київ, вул. Івана Федорова, 39.

Електронна пошта: gryshenko.s@lotus.uz.gov.ua; ztu1520mm@gmail.com.

Тел.: +38 (044) 309-68-93. Факс: +38 (044) 528-93-01.