

## ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ПРОПУСКНОЇ ЗДАТНОСТІ ЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАВАННЯ В УМОВАХ ЇХ РЕЗЕРВУВАННЯ

Розглядається спосіб підвищення пропускної здатності електропередавання в післяаварійному режимі, коли до однієї з працюючих ліній електропередавання (ЛЕП) напругою 10 кВ за допомогою пункту автоматичного вмикання резерву (АВР) підключається резервована лінія. Ефективність такого резервування в більшості випадків виявляється низькою через обмежену пропускну здатність магістральних ділянок взаєморезервованих ліній з меншими перерізами проводів на кінцевих ділянках цих ліній, що споруджувалися як радіальні. Це обумовлює підвищені втрати активної потужності і напруги, і, як наслідок, недопустиме відхилення напруги у віддалених вузлах навантаження резервованої лінії електропередавання. З метою покращення параметрів режиму роботи електропередавання пропонується застосування в схемі пункту АВР пристроїв поздовжньої ємнісної компенсації і компенсації реактивної потужності. Зроблена оцінка ефективності запропонованого заходу.

**Ключові слова:** резервування, відхилення напруги, конденсаторні батареї, лінії електропередавання, пропускна здатність, економічна ефективність.

### Актуальність.

Розбудова електричних мереж напругою 10 кВ як радіальних в період інтенсивної електрифікації, в подальшому, з метою підвищення надійності електропостачання, призвів до широкого застосування в таких мережах резервних зв'язків між магістралями ліній від суміжних підстанцій 35...110/10 кВ [2].

Розвиток сучасних розподільних мереж передбачає їх взаємне резервування шляхом встановлення сучасних пристроїв АВР з метою підвищення надійності електропостачання споживачів електроенергії. Оскільки пристрій АВР вмикає резервну лінію живлення при пошкодженні основної, ефективність його не залежить від стійкості пошкодження, тому успішність роботи складає 90...95%, що перевищує успішність АПВ [1].

Місцем встановлення пункту АВР є ділянка лінії з меншим навантаженням, суміжна з точкою поділу потужностей – це забезпечує мінімальні втрати електроенергії в нормальному режимі роботи обох ліній як радіальних [3].

### Метою дослідження є:

- визначення впливу поздовжньої ємнісної компенсації на пропускну здатність електропередавання в післяаварійному режимі;
- визначення впливу компенсації реактивної потужності на економічність післяаварійного режиму електропередавання;
- оцінка економічної ефективності запропонованого способу підвищення пропускної здатності ліній електропередавання.

**Матеріали і методи дослідження.** Для покращити режими напруги в перевантажених радіальних лініях, в лініях надмірної довжини та в лініях з різкозмінним навантаженням (або з низьким  $\cos \varphi$ ) доцільно застосувати поздовжню ємнісну компенсацію (ПСК).

Головною перевагою пристроїв ПСК є автоматичність та безінерційність регулювання напруги, менша в 4-5 разів потужність конденсаторів ПСК в порівнянні з потужністю конденсаторів паралельного вмикання для регулювання напруги.

Вплив характерних для ПСК недоліків [1] усувається застосуванням швидкодіючих обмежувачів перенапруги (ОПН), котрі шунтують батарею ПСК при появи на ній високих напруг при надструмах, а також застосуванням для ПСК спеціальних конденсаторів, що допускають короткочасні п'ятикратні перенапруги.

Для використання тільки в післяаварійних та ремонтних режимах установки ПСК доцільно об'єднувати з пунктом АВР, що з'єднує взаєморезервовані лінії: при цьому виключається поява гармонійних коливань струму і напруги, оскільки ПСК використовується тільки в режимі максимальних навантажень, коли ємнісна перекомпенсація опору мережі неможлива.

В нормальному режимі роботи розподільних ЛЕП ПСК доцільно використовувати для компенсації реактивної потужності самостійно або спільно з конденсаторними установками паралельного включення (КУ), а після резервування ліній - працювати в режимі поздовжньої ємнісної компенсації.

Компенсація реактивного навантаження ділянки з пунктом АВР сприяє розвантаженню електричної мережі і покращенню режимів напруги в ній.

Ефективність цього пристрою досліджувалась в двох повітряних ЛЕП 10 кВ, котрі приєднані до районних трансформаторних підстанцій 110/10 кВ і 35/10 кВ ДТЕК Київські регіональні електромережі (рис.1). Застосування спрощеної схеми щоголового пункту АВР без встановлення додаткового вимикача підвищує надійність і зменшує вартість пристрою.

В нормальному режимі роботи ліній 10 кВ конденсатори ПСК включені послідовно з конденсаторами КУ, приєднаними в кінці однієї з двох взаєморезервованих ліній. При цьому загальна потужність конденсаторів може бути рівною реактивній потужності мінімального режиму лінії 10 кВ «Іванків».

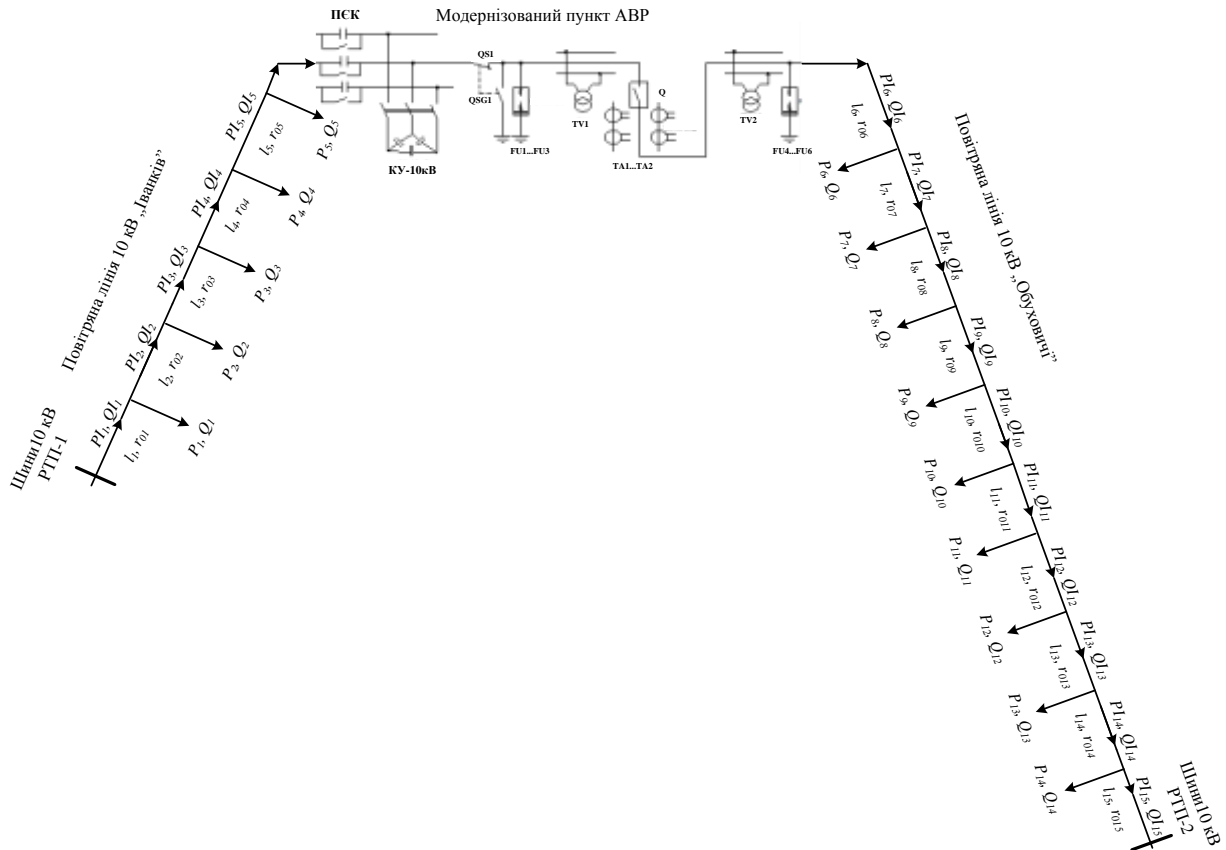


Рисунок 1 - Пояснювальна схема роботи ліній при включеному АВР (від РТП-1 живиться дві лінії).

В режимі резервування спрацьовує АВР і конденсатори ПСК перемикаються з паралельного кола послідовно у фази резервованих ліній, що суттєво збільшує напругу за ПСК практично до напруги джерела живлення [3]. Конденсатори паралельного вмикання (КУ) продовжують функцію компенсації реактивної потужності.

Характеристика навантаження та параметри ліній наведено в табл.1, при цьому питомий реактивний опір прийнято однаковим  $x_0=0,39$  Ом/км, існуючий провід на ділянках обох ліній має переріз від 70 мм<sup>2</sup> (на головних ділянках) до 25 мм<sup>2</sup> (в кінці кожної з радіальних ліній).

Втрати напруги на ділянках лінії при живленні від РТП-1 визначені згідно (1) наведені на рис.2 (суцільна лінія):

$$\delta U\%_i = \frac{P_i \cdot \frac{R_i}{U_n} + Q_i \cdot X_0 \cdot \frac{l_i}{U_n}}{100}, \quad (1)$$

де  $U_n$  – номінальна напруга лінії 10 кВ, кВ;

$R_i$  – активний опір ділянки лінії 10 кВ, Ом.

Сумарні втрати від шин РТП-1 до вузлів навантаження в режимі резервування без ПСК, визначені згідно (2), наведені на рис.2 (пунктирна лінія)

$$\delta U\%_{\text{сум}i} = \sum_k (\delta U\%_k \cdot \Phi(i - k)) \quad (2)$$

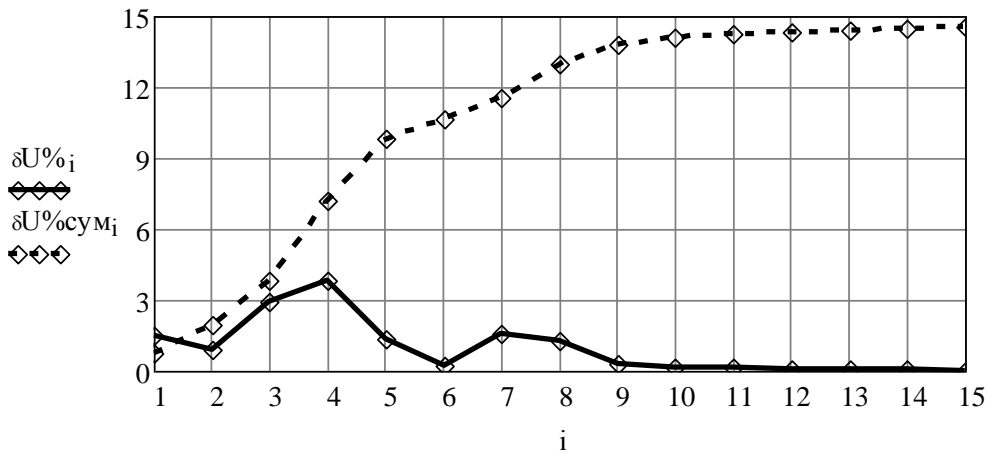


Рисунок 2 - Втрати напруги на ділянках лінії  $\delta U\%_i$  (суцільна лінія) та сумарні втрати напруги  $\delta U\%_{\text{сум}i}$  (пунктирна лінія) від шин РТП-1 в режимі резервування без ПСК:  $i$  – номер ділянки ЛЕП.

В нормальному режимі роботи лінії 10 кВ від двох РТП в точці між ділянками 6 і 7 змінюється напрямок передавання активної і реактивної потужності, то на суміжній до цієї точки ділянці 6 (як ділянці з меншим активним і реактивним навантаженням) доцільно розмикати лінію, тобто встановлювати пункт АВР, модернізований установкою ПСК та КУ, що дозволяє покращити режими напруги на наступних за ним ділянках лінії 10 кВ (рис.3). Тоді напруги у вузлах навантаження в режимі резервування без ПСК, визначена згідно (3), наведені на рис.3 (пунктирна лінія)

$$U1_i = U_n - \left[ \sum_{i=1}^{15} \left( P_{i_i} \cdot \frac{R_i \cdot 10^{-3}}{U_n} \right) + \sum_{i=1}^{15} \left( Q_{i_i} \cdot \frac{X_i \cdot 10^{-3}}{U_n} \right) \right] \quad (3)$$

Таблиця 1. Параметри взаєморезервованих ліній та їх навантаження

Ділянки лінії	Довжина ділянки $l_i$ , км	Питомий активний опір $r_{oi}$ , Ом/км	Потужність навантаження		Навантаження ділянок (живлення від РТП-1)		Навантаження ділянок (живлення від обох РТП)	
			активна $P_i$ , кВт	реактивна $Q_i$ , кВ·Ар	активна $P_{i_i}$ , кВт	реактивна $Q_{i_i}$ , кВ·Ар	активна $P_i$ , кВт	реактивна $Q_i$ , кВ·Ар
1	1,25	0,43	231	191,41	1672	1386	930,7	771,2
2	0,8	0,43	77	63,8	1518	1258	815,2	675,5
3	2,3	0,6	48,51	40,2	1456	1206	661,2	547,8
4	3,5	0,6	369,6	306,26	1247	1033	598,4	495,8
5	1,4	0,78	246,4	204,17	938,6	777,8	389,3	322,6
6	0,3	0,78	123,2	102,1	753,8	624,6	81,3	67,43
7	1,58	1,26	48,51	40,2	668	553,5	-103,4	-85,7
8	1,35	1,26	30,8	25,5	628,3	520,6	-189,3	-156,8
9	0,38	1,26	48,52	40,2	588,6	487,7	-228,9	-189,7
10	0,38	0,78	192,5	159,5	468,1	387,9	-268,6	-222,5
11	0,38	0,78	77	63,8	333,4	276,3	-389,1	-322,4
12	0,53	0,6	123,2	102,1	233,3	193,3	-523,8	-434,1
13	0,53	0,6	123,2	102,1	171,1	142,3	-623,9	-517,0
14	3,7	0,43	48,51	40,2	48,5	40,2	-747,1	619,1
15	2,5	0,43	-	-	-	-	-833,0	-690,2

**Результати досліджень та їх обговорення.**

Як видно з рис.3, напруга в кінці резервованої лінії 10 кВ зменшується до 90% номінальної, що є негативним наслідком резервування, тому застосувавши ПСК в схемі пункту АВР, напруга у вузлах навантаження двох ліній 10 кВ при живленні їх від РТП-1, визначена згідно (4), отримає «добавку» і зростає у вузлах навантаження після місця встановлення ПСК (суцільна лінія).

$$U_k = U_n - \left[ \sum_i \left( P_{i_i} \cdot \frac{R_i \cdot 10^{-3}}{U_n} \right) + \sum_i \left( Q_{i_i} \cdot \frac{X_i \cdot 10^{-3}}{U_n} \right) \right] - \frac{Q_{I6} \cdot X_{пск} \cdot 10^{-3}}{U_n} \quad (4)$$

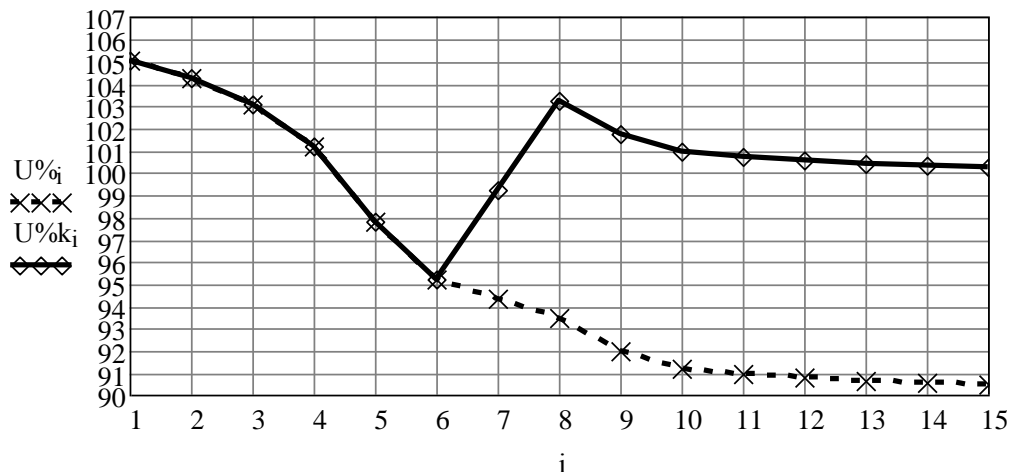


Рисунок 3 - Відхилення напруги у вузлах навантаження після аварійного режиму (дві ЛЕП включені через пункт АВР) без ПСК \$U\%\$ (пунктирна лінія) і при включенні ПСК \$U\%к\$ (суцільна лінія): \$i\$ – номер ділянки ЛЕП.

Смнісний опір конденсаторів ПСК залежить від реактивної потужності навантаження ділянки її вмикання та параметрів режиму навантаження обох ліній 10 кВ (5) [4]:

$$X_{пск} = \left[ U_k - U_n + \sum_i \left( P_{i_i} \cdot \frac{R_i \cdot 10^{-3}}{U_n} \right) + \sum_i \left( Q_{i_i} \cdot \frac{X_i \cdot 10^{-3}}{U_n} \right) \right] \cdot \frac{U_n}{Q_{I6} \cdot 10^{-3}} \quad (5)$$

Втрати активної потужності на ділянках з'єднаних обох ліній без застосування ПСК і КУ при живленні від РТП-1, визначені згідно (6) і ці ж втрати при застосуванні ПСК і КУ, визначені згідно (7), наведені на рис.4.

$$\delta P_{i_i} = \frac{(P_{i_i})^2 + (Q_{i_i})^2}{U_n^2 \cdot 10^3} \cdot R_i \quad (6)$$

$$\delta P_{k_i} = \frac{(P_{k_i})^2 + (Q_{k_i})^2}{U_n^2 \cdot 10^3} \cdot R_i \quad (7)$$

Зниження втрат активної потужності \$\Delta P\$ (8) в результаті компенсації реактивної потужності в місці встановлення пункту АВР та кількість заощадженої електроенергії протягом доби \$\Delta W\_{доб}\$ (9) складають, відповідно, 47,73 кВт і 1146 кВт·год [4].

$$\Delta P = \delta P_{сум} - \delta P_{к сум} \quad (8)$$

$$\Delta W_{доб} = 24 \cdot \Delta P \quad (9)$$

Річний економічний ефект від впровадження пристрою для резервування можна визначити згідно виразу (10):

$$E_{еф} = E_{\Delta W} + E_{пс} - 3_{зб} - (E_a \cdot K + C_b) \quad (10)$$

де \$E\_a\$ – коефіцієнт амортизаційних відрахувань з вартості модернізації АВР, в.о.

Річна економія  $E_w$  від зниження втрат електроенергії в мережі в нормальному режимі від застосування КУ і УПК для компенсації реактивного навантаження лінії 1:

$$E_{\Delta w} := \sum_i \left[ \left[ 2 \cdot Q_{\text{ЛЛ}i} \cdot (Q_{\text{КУ}} + Q_{\text{УПК}}) - (Q_{\text{КУ}} + Q_{\text{УПК}})^2 \right] \cdot (R_{\text{Л}i} + R_{\text{Т1}}) \cdot \frac{\tau_1 \cdot c}{U_{\text{н}}^2 \cdot 10^3} \right], \quad (11)$$

де  $Q_{\text{ЛЛ}i}$  - реактивне навантаження ділянок лінії 1, кВАр;  $Q_{\text{КУ}}$ ,  $Q_{\text{УПК}}$  - потужності установок паралельного і послідовного включення в електричну мережу, кВ·Ар;  $R_{\text{Л}i}$ ,  $R_{\text{Т1}}$  - активні опори ділянок лінії 1 і силового трансформатора РТП-1, Ом;  $U_{\text{н}}$  - номінальна напруга мережі, кВ;  $\tau_1$  - час максимальних втрат навантаження лінії 1, год/рік.

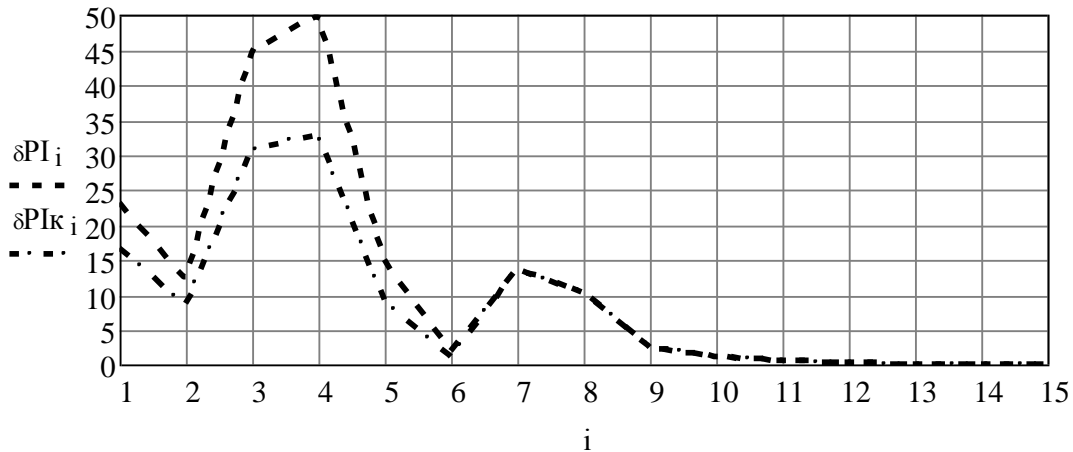


Рисунок 4 - Втрати активної потужності на ділянках з'єднаної лінії без КУ  $\delta P_i$  (кВт) і при застосуванні КУ  $\delta P_{ik}$  (кВт):  $i$  - номер ділянки ЛЕП.

Річна економія від збільшення пропускної спроможності мережі  $E_{\text{ПС}}$  в режимі резервування

$$E_{\text{ПС}} = \Delta S \cdot c_1 \cdot E, \quad (12)$$

де  $c_1$ ,  $c$  - питомі вартості потужності мережі і електроенергії, грн/кВ·А, грн/кВт·год;  $\Delta S$  - збільшення пропускної спроможності електричної мережі в режимі резервування за допомогою модернізованого пристрою АВР, кВ·А:

$$\Delta S := S_1 - S_2, \quad (13)$$

$S_1$  - пропускна спроможність ЛЕП при резервуванні модернізованим АВР, визначається номінальним струмом конденсаторів ПСК і фазною напругою, кВ·А:

$$S_1 = 3 \cdot I_{\text{пск}} \cdot U_{\text{ф}}, \quad (14)$$

$S_2$  - пропускна спроможність ЛЕП при резервуванні без модернізованого АВР: визначається допустимими рівнями напруги у споживачів резервованих ЛЕП і не перевищує  $0,25S_{\text{max}}$  резервованої лінії.

Річні витрати, пов'язані з втратами електроенергії в ЛЕП в режимі резервування при передаванні по лінії, котра резервує, збільшеного навантаження до величини струму конденсаторів ПСК  $Z_{\text{Зб}}$ :

$$Z_{\text{Зб}} := 3 \cdot I_{\text{ав}}^2 \cdot (R_{\text{рез}} + R_{\text{Т1}}) \cdot t_a \cdot c \cdot 10^{-3}, \quad (15)$$

Капіталовкладення в пристрій К складаються з вартості конденсаторів ПСК і вартості конденсаторів КУ 10 кВ.

Вартість річних втрат електроенергії в пристрої АВР складається з вартості втрат електроенергії в конденсаторах КУ протягом всього року і вартості втрат електроенергії в конденсаторах ПСК протягом часу  $t_a$ :

$$C_{\text{в}} = (\Delta p_{\text{ку}} \cdot Q_{\text{ку}} \cdot T_{\text{в}} + \Delta p_{\text{пск}} \cdot Q_{\text{пск}} \cdot t_a) \cdot c, \quad (16)$$

де  $p_{\text{ку}}$ ,  $p_{\text{пск}}$  - питомі втрати потужності в конденсаторах КУ і ПСК, кВт/кВ·Ар;

Термін окупності пристрою, що пропонується для резервування:

$$T_{\text{о}} := \frac{K}{E_{\text{еф}}}, \quad (17)$$

**Висновки і перспективи.** Як видно з результатів розрахунків, відображених на рис.3, в післяаварійному режимі після спрацювання АВР напруга в кінці резервованої лінії 10 кВ знизиться до 90 % номінальної, що негативно впливатиме на роботу електроприймачів а, іноді, до їх відключення задля уникнення пошкодження та порушення технологічних процесів виробництва.

Для підвищення пропускної здатності двох з'єднаних ліній і покращення рівнів напруги у вузлах електричного навантаження доцільно доповнити схему АВР пристроєм ПСК. Це створить «добавку» напруги на ємності ПСК і підвищення напруги у наступних вузлах навантаження: напруга в кінці резервованої лінії 10 кВ зросте до номінальної: в розглянутому прикладі «добавка» напруги в кінці резервованих ліній становить біля 10%.

Економічний ефект застосування модернізованого пристрою АВР в наведеному прикладі рівний  $E_{\text{еф}}=830000$  грн/рік, а термін окупності пристрою  $T_0=2,7$  року.

#### Список використаної літератури.

1. Омельчук А.О. Підвищення пропускної здатності ліній електропередавання в післяаварійному режимі /А.О. Омельчук, В.В.Заколodayzhnyi // Енергетика і автоматика.-2023, №6.-с.39-49.
- 2.Визначення економічної ефективності капітальних вкладень в енергетику. Методика. Енергосистеми і електричні мережі: ГКД 340.000.002-97. -К.: Міненерго України, 1997.-54 с.
3. Омельчук А.О. Енергозберігаючі режими в системах електропостачання: Навч. посібник / А.О.Омельчук. - К.: ЦП «КОМПРИНТ», 2016. - 257 с.
4. Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загальної призначеності: ДСТУ EN 50160:2014 (EN 50160:2010, IDT). - К.: Держстандарт України, 2014. – 27 с.
5. Методика визначення економічно доцільних обсягів компенсації реактивної енергії, яка перетікає між електричними мережами електропередавальної організації та споживача// СОУ–Н МПЕ 40.1.20.510.:2006.- Мінпаливенерго, наказ № 1 від 05.01.2006.

**A. Omelchuk**<sup>1</sup>, Cand. Sc. (Eng.), Assoc. Prof, ORCID 0009-0007-3964-497X

**V. Zakolodayzhnyi**<sup>1</sup>, assistant, ORCID 0000-0001-8277-4170

<sup>1</sup>**National Technical University of Ukraine “Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute”**

### ENSURING THE THREAD CAPACITY OF ELECTRICAL TRANSMISSION LINES UNDER THE CONDITIONS OF THEIR RESERVATION

*A method of increasing the power transmission capacity in the post-emergency mode is considered, when a redundant line is connected to one of the working power transmission lines (LEP) with a voltage of 10 kV using the point of automatic switching on of the reserve (AVR). The effectiveness of such redundancy in most cases turns out to be low due to the limited capacity of trunk sections of mutually reserved lines with smaller cross-sections of wires at the end sections of these lines, which were built as radial lines. This leads to increased losses of active power and voltage, and, as a result, unacceptable deviation of voltage in remote load nodes of the redundant power transmission line. In order to improve the parameters of the operation mode of power transmission, it is proposed to use devices of longitudinal capacitive compensation and reactive power compensation in the scheme of the AVR point. An assessment of the effectiveness of the proposed measure was made.*

**Keywords:** *redundancy, voltage deviation, capacitor banks, power transmission lines, bandwidth, economic efficiency.*

#### References

1. Omel'chuk A.O.(2023) Pidvyshchennya propusknoyi zdatnosti liniy elektroperedavannya v pislyaavariynomu rezhymi [Increasing the capacity of power transmission lines in the post-emergency mode]/A.O. Omel'chuk, V.V.Zakolodayzhnyi // Enerhetyka i avtomatyka. 6: 39-49.
2. Vyznachennya ekonomichnoyi efektyvnosti kapital'nykh vkladov v enerhetyku. Metodyka. Enerhosystemy i elektrychni merezhi [Determination of the economic efficiency of capital investments in energy. Method. Energy systems and electrical networks]: HKD 340.000.002-97. -K.: Minenerho Ukrayiny, 1997, 54.
3. Omel'chuk, A.O.(2016) Enerhozberihayuchi rezhymy v systemakh elektropostachannya: Navch. posibnyk [Energy-saving modes in power supply systems: Study. Manual] / A.O. Omelchuk. - K.: CP "COMPRINT", 257.
4. Kharakterystyky napruhy elektropostachannya v elektrychnykh merezhakh zahal'noyi pryznachenosti [Characteristics of power supply voltage in general purpose electrical networks]: DSTU EN 50160:2014.- K.: Derzhstandard of Ukraine, 2014, 27.
5. Metodyka vyznachennya ekonomichno dotsil'nykh obsyahiv kompensatsiyi reaktyvnoyi enerhiyi, yaka peretikaye mizh elektrychnyimi merezhamy elektroperedavallyi orhanizatsiyi ta spozhyvacha [Methodology for determining economically feasible amounts of reactive energy compensation that flows between the electric networks of the power transmission organization and the consumer]:SOU–N MPE 40.1.20.510.:2006.- Ministry of Fuel and Energy, order No. 1 dated 05.01.2006.

Надійшла:20.12.2023

Received:20.12.2023