

ЕНЕРГОЗАБЕЗПЕЧЕННЯ СПОЖИВАЧІВ АПК

УДК 621.311.001.573

РОЗРАХУНОК ТЕХНІЧНИХ ВТРАТ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ З ВИКОРИСТАННЯМ МЕТОДІВ СПРОЩЕННЯ

Гончар М. І.¹, Попадченко С. А.¹, Шаповалов К. Є.²

¹Харківський національний технічний університет сільського господарства імені Петра Василенка,

²Акціонерна компанія "Харківобленерго"

Розроблений метод спрощеного розрахунку технічних втрат електричної енергії в розподільних мережах 6-10 кВ.

Постановка проблеми. Різноманітність будови розподільних мереж 6-10 кВ, трудомісткість процесу розрахунків технічних втрат електроенергії (ТВЕ), зміна режимів роботи мереж, які пов'язані з графіками навантаження, спонукали до розробки методів спрощення ведення розрахунків.

Класична формула розрахунку (1) річних втрат ТВЕ при використанні детермінованого підходу включає процес обробки інформації по кожній ділянці розподільної лінії:

$$\Delta W_i = \frac{r_0 \cdot \tau \cdot 10^{-3}}{U^2 \cdot \cos^2 \phi} \cdot \sum_1^n P_i^2 \cdot l_i, \quad (1)$$

де r_0 - питомий активний опір проводу, Ом/км;

τ - річні години втрат, год;

U - лінійна напруга, кВ;

$\cos \phi$ - коефіцієнт навантаження головної ділянки;

P_i - активне навантаження i -ї ділянки, кВт;

l_i - довжина i -ї ділянки, км.

Одним із напрямків спрощення процесу розрахунку ТВЕ є приведення мережі 6-10 кВ до еквівалентного опору [1, 2, 3, 4, 5].

Аналіз основних досліджень і публікацій. Згідно [1] розуміння еквівалентний опір (R_e): лінія; силовий трансформатор; груповий еквівалентний опір; багатоелементний еквівалентний опір та інше – це величини, які визначаються певним чином для схеми заміщення розподільної лінії, що приведена до одного елемента, а змінні втрати потужності (енергії) в якому дорівнюють змінним втратам потужності (енергії) у всіх елементах оригіналу розподільної мережі.

Наведемо деякі підходи і рекомендації стосовно визначення еквівалентного опору.

Так, наприклад, мережу 6-10 кВ рекомендують [2] представляти еквівалентним опором, який розраховується за формулою:

$$R_e = \frac{\Delta P\% \cdot U^2}{100 \cdot P \cdot (1 + tg^2 \phi)}, \quad (2)$$

де $\Delta P\%$ - втрати потужності в мережі 6-20 кВ з урахуванням трансформаторів 6-10-20/0,4 кВ, %;

P - розрахункова потужність, МВт;

$tg \phi$ - коефіцієнт реактивної потужності.

Величина втрат потужності у відсотках [2]:

$$\Delta P\% = 5 \cdot k_m, \quad (3)$$

де k_m - відношення максимального навантаження споживача в максимум активного навантаження енергосистеми.

Невизначеність параметрів в формулі (1, 2, 3) та прив'язка до нормованих втрат потужності 5%, розрахунку R_e , є значним недоліком.

Наведена методика [2] може служити в якості оцінки ТВЕ з відповідним еквівалентним опором.

В [1] наводиться формула визначення R_e повітряної або кабельної лінії (ПЛ, КЛ) одного класу напруги і одного провідникового матеріалу приведенного до усередненого значення перерізу:

$$R_e = \frac{\rho_{Al} \cdot k_c}{F_y} \cdot \frac{L}{3 \cdot N^2}, \quad (4)$$

де ρ_{Al} - питомий опір алюмінію,

$$\rho_{Al} = 28,26 \frac{\text{Ом} \cdot \text{мм}^2}{\text{км}};$$

k_c - коефіцієнт, що враховує зменшення еквівалентного опору через наявність мідних кабелів (приймається для ПЛ, $k_c=1$ для КЛ, $k_c=0,885$);

F_y - усереднене значення поперечного перерізу, мм² (див. таблицю 1);

L - підсумкова довжина ПЛ або КЛ, км;

N - кількість повітряних відхідних від РТП ліній.

Таблиця 1 – Усереднені значення поперечних перерізів проводів (кабелів) [1].

Напруга, кВ	Усереднений переріз, мм ²	
	ПЛ	КЛ
3-6	54,8	157,7
10-15	43,6	92,4
20-35	70,0	70,0
110-150	120	150

Визначимо еквівалентний опір за формулою (4) для однієї лінії напругою 10 кВ яка має підсумкову довжину 21км (магістральної частини 15 км) і виконана перерізом 50 мм²:

$$R_e = \frac{\rho \cdot k_c \cdot L}{F_{cp} \cdot 3 \cdot N^2} = \frac{28,26 \cdot 1}{43,6} \cdot \frac{21}{3 \cdot 1^2} = 4,53 \text{ Ом}$$

Підсумкова величина опору лінії:

$$R = \rho \cdot \frac{L_s}{F} = \frac{28,26 \cdot 21}{50} = 11,8 \text{ Ом, що більше } R_e \text{ в}$$

2,6 рази, а тільки магістральної частини

$$R_m = \rho \cdot \frac{L_m}{F} = 8,4 \text{ Ом, що більше в 1,9 рази } R_e.$$

Наведені розбіжності в величинах опорів приводять до значних похибок визначення ТВЕ.

В [1] відмічається, що похибка даного методу може досягти, за абсолютною величиною, до 50 %.

В [4, 5] еквівалентний активний R_e та еквівалентний індуктивний опір X_e розраховується з урахуванням кількості ділянок лінії. За формулами[4] еквівалентні опори визначаються:

- активний

$$R_e = \frac{r_0 \cdot L}{6} \cdot \left(1 + \frac{1}{n}\right) \cdot \left(2 + \frac{1}{n}\right) \quad (5)$$

- реактивний

$$X_e = \frac{x_0 \cdot L}{6} \cdot \left(1 + \frac{1}{n}\right) \cdot \left(2 + \frac{1}{n}\right) \quad , \quad (6)$$

де n – кількість ділянок в розподільній лінії.

Втрати електроенергії активної і реактивної розраховуються за формулами:

- активної енергії

$$\Delta W_a = 3 \cdot k_\phi^2 \cdot I_{cp}^2 \cdot R_e \cdot T_p, \quad (7)$$

- реактивної енергії

$$\Delta W_p = 3 \cdot k_\phi^2 \cdot I_{cp}^2 \cdot X_e \cdot T_p, \quad (8)$$

де k_ϕ - коефіцієнт форми графіка активного і реактивного навантаження;

I_{cp} - середній по величині за добу струм головної ділянки, який визначається за показаннями лічильника, А;

R_e, X_e - відповідно, активний і реактивний опір розподільної лінії 6-10 кВ;

T_p - час роботи мережі з відповідною величиною струму.

Усереднене значення струму за показаннями лічильника визначається за формулою[4]:

$$I_{cp} = \frac{W_a}{\sqrt{3} \cdot U \cdot T_p \cdot \cos \varphi_{cp}} \quad (9)$$

де W_a - обсяг електроенергії, переданої по ділянках лінії;

T_p - термін передачі обсягу енергії, год.

Таким чином, метод [4] не спрощує процес розрахунку і прив'язаний до використання інформації минулого часу споживання електричної енергії, середніх величин струму, постійного перерізу проводу.

Мета статті. Розробка методу спрощеного розрахунку ТВЕ розподільних мереж 6-10 кВ, який би задовольняв відповідну точність і був би придатний для реалізації в широкому діапазоні рішення науково-практичних задач.

Основні матеріали дослідження. Із аналізу [1 - 6] слідує, що до визначення еквівалентних опорів приділяється значна увага науковців і практиків. Метод еквівалентних опорів дозволяє визначити ТВЕ за короткої проміжок часу, але точність розрахунку є недостатньою.

Для підвищення точності розрахунку ТВЕ в розподільних мережах потрібно врахувати складність будови лінії, виконаної проводами різних перерізів, з n - ю кількістю ділянок магістральної частини і відгалужень. Скористаємось методикою [6] визначення ТВЕ в магістральній частині, виконаній проводом одного перерізу з n - ю кількістю ділянок. З урахуванням схемної складності лінії розрахунок ТВЕ визначимо за формулою:

$$\begin{aligned} \Delta W_a &= \frac{10^{-3} \cdot \tau \cdot r_0}{U^2 \cdot \cos^2 \varphi} P_m^2 L_m \left(\frac{n^2 + (n-1)^2 + (n-2)^2 + \dots + 1}{n^3} \right) \cdot \kappa_c = \\ &= \frac{10^{-3} \cdot \tau \cdot r_0}{U^2 \cdot \cos^2 \varphi} \cdot P_m^2 \cdot L_m \cdot n_{np} \cdot \kappa_c \end{aligned} \quad (10)$$

де P_m - максимальне розрахункове навантаження головної ділянки лінії, кВт;

L_m - довжина магістральної частини лінії, км;

κ_c - коефіцієнт схемної складності розподільної лінії, $\kappa_c = 1, 1 \dots 1, 2$;

n_{np} - приведена кількість ділянок магістральної частини лінії.

З використанням методу [6] маємо можливість розрахувати ТВЕ з урахуванням n – ї кількості ділянок розподільної лінії та наявності інформації про навантаження і напругу тільки на головній ділянці лінії.

Як показали дослідження [6] більша частка ТВЕ розподільної мережі припадає на першу – четверту ділянку магістральної частини лінії. На рис. 1 наведена залежність приведеної кількості ділянок розподільної мережі до головної ділянки.

Проаналізуємо на прикладі виконання розрахунку ТВЕ лінії з використанням класичної формули (1),

визначення річних втрат електроенергії, та розрахунків за формулою (10).

На рис. 2 наведена принципова схема розподільної лінії з вказівкою в чисельнику активного максимального навантаження, а в знаменнику вказана довжина $i - \bar{i}$ ділянки. Індекс "P" – означає роз'єднувач, встановлений в магістральній частині лінії, яка може бути виконана проводом марки А з перерізом 95, 70, 50 мм².

Наприклад, за умови, що річні години втрат $\tau = 1900$, коефіцієнт навантаження $-\cos \varphi = 0,84$; лінійна напруга $U = 10,5$ кВ, а питомі опори $r_{0,495} = 0,308$, $r_{0,470} = 0,412$, $r_{0,450} = 0,576$ Ом/км є постійними величинами, річні ТВЕ лінії, розраховані за (1), мають величини:

$\Delta W_{A95} = 17473,5$ кВт·год; $\Delta W_{A70} = 23462$ кВт·год; $\Delta W_{A50} = 32\ 801,4$ кВт·год.

ТВЕ розраховані за формулою (10) з використанням приведеної кількості ділянок (6 шт) до головної, $n_{np} = 0,426$, див. рис. 1, мають величини

$$\Delta W'_{(95,70,50)} = \frac{10^{-3} \cdot 1900 \cdot (0,308; 0,412; 0,576)}{10,5^2 \cdot 0,84^2} \cdot 413^2 \cdot 28 \cdot 0,426 \cdot 1,15 = 17417,7 \text{ кВт·год; } 23339,8 \text{ кВт·год; } 32\ 629,5 \text{ кВт·год.}$$

Похибка розрахунків ТВЕ за класичною формулою (1) при порівнянні з розрахунками виконаними по спрощеній формулі (10) знаходиться в межах одного відсотка:

$$\delta W = \frac{\Delta W - \Delta W'_{(95,70,50)}}{\Delta W} = 0,14 \% ; 0,52 \% ; 0,52 \% \quad (11)$$

Маючи інформацію тільки про навантаження головної ділянки та кількість ділянок розподілення навантаження по магістральній частині лінії, можна визначити ТВЕ з належною точністю.

Доцільно відмітити, що поперечний переріз проводу лінії не впливає на точність розрахунку ТВЕ.

В більшості, розподільні лінії виконують з використанням різних поперечних перерізів проводів на відгалуженнях до споживчих підстанцій 6-10/0,4 кВ.

Скористаємось рекомендаціями [1] і приймемо усереднену величину поперечного перерізу, табл.1. Для таких випадків, з врахуванням (4), отримаємо усереднену величину ТВЕ, а формула (10) приймає вигляд:

$$\Delta W' = \frac{10^{-3} \cdot \tau \cdot r_0 \cdot \rho}{U^2 \cdot \cos^2 \varphi \cdot F_y} \cdot n_{np} \cdot \kappa_c \cdot P_m^2 \cdot L_m \quad (12)$$

Підставивши в (12) відповідні цифрові дані маємо величину ТВЕ розподільної лінії:

$$\Delta W' = \frac{10^{-3} \cdot 1900 \cdot 28,26}{10,5^2 \cdot 0,84 \cdot 43,6} \cdot 0,426 \cdot 1,15 \cdot 413^2 \cdot 28 = 37038 \text{ кВт·год/рік.}$$

Визначимо похибку, яку отримаємо при розрахунку ТВЕ за формулою (12) в порівнянні з розрахунками виконаними за формулою (1). Наприклад, лінію, рис.2 виконано з використанням проводів марки А різних перерізів:

магістральна частина від вузлів 0-6 переріз 70 мм², питомий активний опір $r_0 = 0,412$ Ом/км; ділянка 2 - 9 – переріз проводу 50 мм², $r_0 = 0,576$ Ом/км, ділянка 9 - 11, переріз 35 мм², $r_0 = 0,83$ Ом/км; ділянки 4-7 і 9-12, переріз 25 мм², $r_0 = 1,14$ Ом/км.

За прийнятих раніше умов $U = 10,5$ кВ, $\tau = 1900$ годин, $\cos \varphi = 0,84$ та розрахункової активної потужності на ділянках вказаних на рис.2. розрахункові ТВЕ визначені за формулою (1) мають величину 27380 кВт·год/рік.

Похибка в розрахунках з використанням усередненого перерізу становить:

$$\delta \% = \frac{\Delta W_1 - \Delta W'}{\Delta W_1} \cdot 100 = \frac{27380 - 37038}{27380} \cdot 100 = -35,3\%$$

Таким чином, використання усередненої величини перерізу проводу розподільної лінії може привести до значної похибки.

Приведемо перерізи проводів до магістральної частини – тобто в формулі (12) приймаємо розрахункову величину перерізу 70 мм².

Розрахункові ТВЕ за цих умов формули (10) мають величину $\Delta W' = 24082$ кВт·год/рік.

Похибка становить

$$\delta \% = \frac{\Delta W_1 - \Delta W''}{\Delta W_1} \cdot 100 = \frac{27380 - 24082}{27380} \cdot 100 = 12,0\%$$

За умов розрахунку з використанням усередненого перерізу або максимального маємо як позитивну, так і негативну похибку величин ТВЕ в відношенні до розрахунку виконаному за класичною формулою (1).

Таким чином, для підвищення точності розрахунку ТВЕ з урахуванням приведенного перерізу проводу до головної ділянки доцільно провести додаткові дослідження.

Перетворення електричної енергії в теплову залежить від густини струму в квадратичній залежності:

$$I^2 = F^2 \cdot j^2, \quad (15)$$

де F - переріз проводу, мм²;
 j - густина струму, А/мм².

При проведенні розрахунку ТВЕ до головної ділянки розподільної лінії виконаної з використанням різних перерізів проводів, спочатку потрібно визначити усереднені величини квадрата перерізу проводу і квадрата густини струму.

Усереднені квадратичні величини перерізу та густини струму визначаються за формулами:

- усереднена величина перерізу

$$F_{cp}^2 = \frac{\sum_1^n F_i^2 \cdot l_i}{L}, \quad (16)$$

- усереднена квадратична величина густини струму

$$j_{cp}^2 = \frac{\sum_1^n (I_i / F_i)^2 \cdot l_i}{L}, \quad (17)$$

де F_i - переріз проводу i -тої ділянки, мм²;

I_i - струм i -тої ділянки, А;

L - підсумкова довжина лінії, км.

З використанням формул (1, 12, 16, 17) розрахункова формула визначення ТВЕ приведених до головної ділянки, має вигляд:

$$\Delta W' = m \cdot 10^{-3} \cdot \tau \cdot j_{cp}^2 \cdot F_m^2 \cdot L_m \cdot \frac{P}{F_{cp}} \cdot n_{np} \cdot k_c, \quad (18)$$

де F_m - переріз проводу головної ділянки, мм²;

F_{cp} - усереднений переріз, $F_{cp} = \sqrt{F_{cp}^2}$, мм²;

j_{cp} - усереднена величина квадрата густини струму, А/мм².

Визначимо ТВЕ лінії, рис. 2, за формулою (18).

Усереднена квадратична величина перерізу проводу

$$F_{cp}^2 = \frac{\sum_1^n F_i^2 \cdot l_i}{L} = \frac{70^2 \cdot 28 + 50^2 \cdot 13 + 35^2 \cdot 9,5 + 25^2 \cdot 11,5}{62} = 3040,7 \text{ мм}^2$$

Усереднена величина перерізу проводу лінії

$$F_{cp} = \sqrt{F_{cp}^2} = \sqrt{3040,7} = 55,1 \text{ мм}^2$$

Усереднена квадратична величина густини струму лінії:

$$j_{cp}^2 = \frac{\sum_1^n (I_i / F_i)^2 \cdot l_i}{L} = \frac{8,272}{62} = 0,133 \text{ А}^2/\text{мм}^2$$

Підставимо в формулу (18) відомі величини і визначимо ТВЕ

$$\Delta W'' = 3 \cdot 10^{-3} \cdot 1900 \cdot 0,133 \cdot 70^2 \cdot 28 \cdot \frac{28,26}{55,1} \cdot 0,426 \cdot 1,15 = 26134 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Похибка в розрахунках відносно формули (1):

$$\delta_{\Delta W}'' = \frac{\Delta W_1 - \Delta W''}{\Delta W_1} = \frac{27380 - 26134}{27380} \cdot 100 = 4,5\%$$

що в межах допустимого значення.

В математичних моделях (10 і 12) спрощеного розрахунку ТВЕ, можна виділити постійний коефіцієнт, який характеризує конкретно розподільну лінію 6-10 кВ. Так для лінії виконаної одним перерізом проводу формула (10) спрощеного розрахунку технічних втрат має вигляд:

- активної енергії:

$$\Delta W_a = C_{ya} \cdot P_{z0}^2 \cdot L_m, \text{ кВт} \cdot \text{год}; \quad (13)$$

- реактивної енергії:

$$\Delta W_p = C_{yp} \cdot Q_{z0}^2 \cdot L_m, \text{ кВАр} \cdot \text{год} \quad (14)$$

де P_{z0} , Q_{z0} - розрахункове навантаження активне і реактивне головної ділянки лінії;

C_{ya} , C_{yp} - постійні коефіцієнти і -і лінії, які приймаються при розрахунку ТВ активної і реактивної енергії за умови виконання лінії одним перерізом і одного погонного питомого опору, Ом/км:

$$C_{ya} = \frac{10^{-3} \cdot \tau_a \cdot r_0 \cdot n_{np} \cdot k_c}{U^2 \cdot \cos^2 \varphi},$$

$$C_{yp} = \frac{10^{-3} \cdot \tau_a \cdot x_0 \cdot n_{np} \cdot k_c}{U^2 \cdot \sin^2 \varphi}.$$

Висновки

1. Розроблені математичні моделі розрахунку технічних втрат електричної енергії активної і реактивної за наявності інформації про навантаження головної ділянки лінії та кількості ділянок його розподілення по відгалуженням до споживчих підстанцій.

2. Розроблений метод розрахунку ТВЕ має високу точність в порівнянні з розрахунками виконаними за класичними формулами, в яких представлено інформацію про навантаження на кожній ділянці і ведення підсумку ТВЕ кожної ділянки.

3. В подальшому, методика дозволяє спростити процес ведення розрахунків ТВЕ в реальному часі з використанням комп'ютерних програм, шляхом прийняття постійних коефіцієнтів, характеризуючи кожну розподільну лінію.

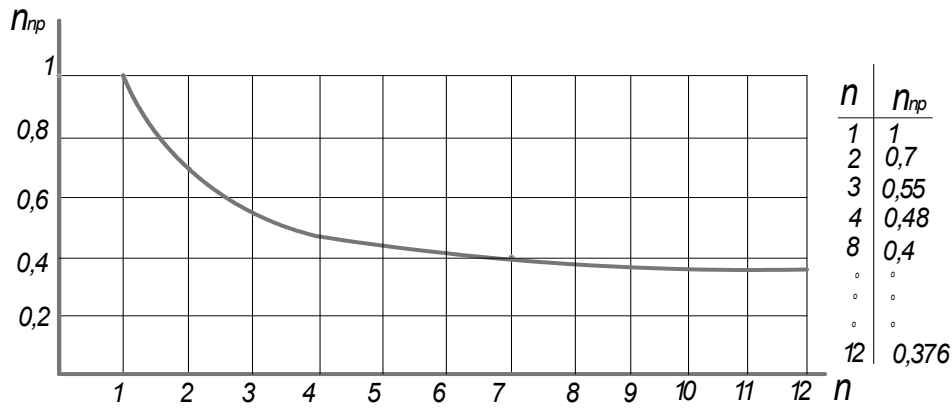


Рисунок 1 – Залежність приведенного числа ділянок від кількості ділянок магістральної частини розподільної мережі

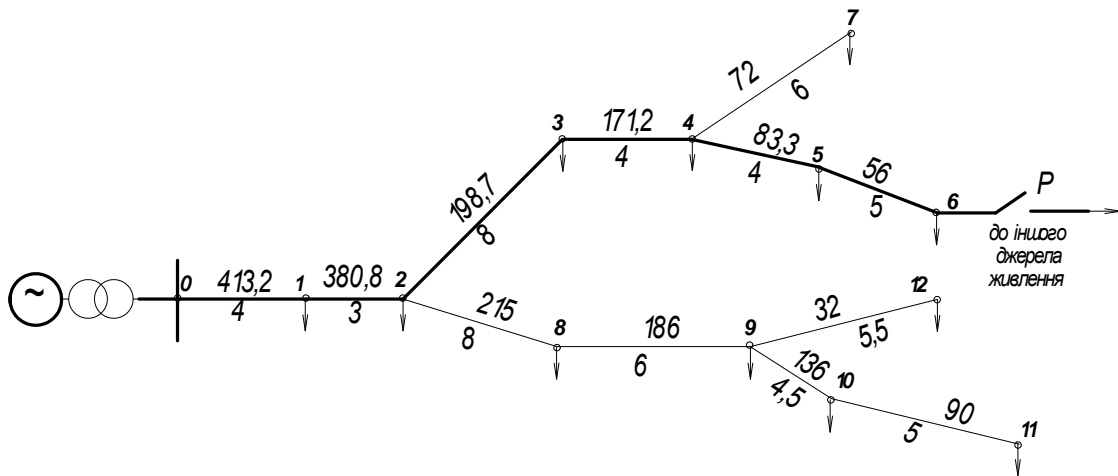


Рисунок 2 - Розрахункова схема розподільної лінії 6-10 кВ

Список використаних джерел

1. Галузевий нормативний документ ГНД 34.09.104 – 2003. Методика складання структури балансу електроенергії в електричних мережах 0,38 – 150 кВ, аналізу його складових і нормування технологічних втрат електроенергії. – К.: ОЕП "ГРІФРЕ", 2004. - 115 с.
2. Инструкция по системному расчету компенсации реактивной мощности в электрических сетях. / Инструктивные материалы Главгостэнергонадзора. – М.: Энергоатомиздат, 1983. – 400 с.
3. Зниження втрат електроенергії у сільському господарстві / [В. Г. Бєбко, С. Я. Меженний, В. Г. Стафійчук, В. Ю. Юрчук]. – К.: Урожай, 1978. – 128 с.
4. Будзко І. А. Електроснабження сільськогосподарських підприємств і населених пунктів / Будзко І. А., Гессен В. Ю, Левин М. С. – М.: Колос, 1975, - 287 с.
5. Электрические сети и системы / Глазунов А. А. – М.: Госэнергоиздат. – 1954. - 574 с.
6. Романюк Ю. Ф. Практичний алгоритм розрахунку та аналіз технічних втрат електроенергії в розподільних електричних мережах 6-10 кВ / Ю. Ф. Романюк, О. В. Соломчак // Энергетика и электрификация. - 2002. - №8. С. 26–30.

7. Гончар М. И. Определение места размыкания магистральной части условно-замкнутой распределительной линии / М. И. Гончар // Механизация и электрификация сельского хозяйства. – 1987. - №1. - С. 28–31.

Анотація

РАСЧЕТ ТЕХНИЧЕСКИХ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ МЕТОДОВ УПРОЩЕНИЯ

Гончар М. И., Попадченко С. А., Шаповалов К. Е.

Разработан метод упрощенного расчета технических потерь электроэнергии распределительных сетей 6-10 кВ.

Abstract

CALCULATING LOSS OF ELECTRICAL POWER USING FACILITATION TECHNIQUES

M. Gonchar, S. Popadchenko, K. Shapovalov

Developed a simplified method of calculation of technical losses of energy distribution networks 6-10 kV.