



AGH



Euro - Centrum

Studia Podyplomowe

EFEKTYWNE UŻYTKOWANIE ENERGII ELEKTRYCZNEJ

w ramach projektu

**Śląsko-Małopolskie Centrum Kompetencji
Zarządzania Energią**

Optymalny dobór transformatora do obciążenia

Dr inż. Waldemar Szpyra



AKADEMIA GÓRNICZO-HUTNICZA
IM. STANISŁAWA STASZICA W KRAKOWIE

Optymalny dobór transformatora do obciążenia

Waldemar Szpyra

*Wydział Elektrotechniki, Automatyki, Informatyki
i Inżynierii Biomedycznej*

Katedra Elektrotechniki i Elektroenergetyki

B-1, pok. 7, tel.: +48 12 617 32 47,

e-mail: wszpyra@agh.edu.pl

Kraków 1 marca 2013



Literatura

1. Gosztowt W.: *Gospodarka elektroenergetyczna*. Wydawnictwa Politechniki Warszawskiej, Warszawa 1971
2. **Kulczycki J. pod red.: *Straty energii elektrycznej w sieciach dystrybucyjnych*, Wyd. PTPIREE, Poznań 2009.**
3. Laudyn D.: *Rachunek kosztów w elektroenergetyce*. Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, Warszawa 1999.
4. Paska J.: *Ekonomika w elektroenergetyce*, Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, Warszawa 2007.
5. **Szpyra W.: *Optymalna moc transformatorów instalowanych w sieciach rozdzielczych przy uwzględnieniu wzrostu obciążenia w okresie ich eksploatacji*. Przegląd Elektrotechniczny, 2006 R. 82 nr 9 s. 75–77, ISSN 0033-2097.**



Optymalny dobór transformatora do obciążenia

Właściwy dobór transformatorów w elektroenergetycznych sieciach rozdzielczych może być jednym ze sposobów zmniejszenia strat mocy i energii w tych sieciach, a tym samym poprawy efektywności procesu rozdziału energii. Wynika to stąd, że w sieciach tych pracuje ponad 225 tys. stacji SN/nn o łącznej mocy zainstalowanej ok. 38 400 MVA, a za ich pośrednictwem do odbiorców dostarcza się ponad 30 % energii elektrycznej.

Optymalny dobór transformatora do obciążenia polega na znalezieniu mocy oraz parametrów znamionowych transformatora, przy których funkcja określonego kryterium optymalności osiąga wartość minimalną. Możliwe są różne kryteria optymalności, jak np.:

- a) minimum jednostkowych strat energii,
- b) minimum jednostkowych równoważnych strat energii,
- c) minimum jednostkowych równoważnych kosztów transformacji.



Funkcje celu i warunek ograniczający

Postawione wyżej zadania optymalizacji można zapisać w następującej postaci:

$$\min \delta E = \frac{\Delta E_{r_t}}{E_{r_t}}, \quad \text{gdy: } E_{r_t} = \text{const}, S_{\max_t} = \text{const}, t = 1, 2, \dots, N \quad (1a)$$

$$\min \delta E_{ekw} = \frac{\sum_{t=1}^N \Delta E_{r_t} (1+i)^{-t}}{\sum_{t=1}^N E_{r_t} (1+i)^{-t}}, \quad \text{gdy: } E_{r_t} \neq \text{const}, S_{\max_t} \neq \text{const}, t = 1, 2, \dots, N \quad (1b)$$

$$\min k_{ekw} = \frac{\sum_{t=1}^N K_{r_t} (1+i)^{-t}}{\sum_{t=1}^N E_{r_t} (1+i)^{-t}}, \quad \text{gdy: } E_{r_t} \neq \text{const}, S_{\max_t} \neq \text{const}, t = 1, 2, \dots, N \quad (1c)$$

przy warunku:

$$S_{\max_t} \leq p S_n, \quad t = 1, 2, \dots, N \quad (2)$$



Oznaczenia we wzorach (1) ÷ (2)

- E_t – ilość energii transformowanej w roku t ,
- ΔE_t – straty energii w roku t ,
- K_{r_t} – koszt roczny pracy transformatora w roku t ,
- i – stopa oprocentowania kapitału (stopa dyskonta),
- N – planowany okres eksploatacji transformatora,
- p – dopuszczalny stopień przeciążenia transformatora,
- S_{\max_t} – maksymalna moc obciążenia transformatora w roku t ,
- S_n – moc znamionowa transformatora.

Koszt roczny pracy transformatora

Koszt roczny pracy transformatora w roku t jest sumą kosztów: stałych K_{s_t} , zmiennych K_{z_t} oraz kosztów zawodności K_{a_t} :

$$K_{r_t} = K_{s_t} + K_{z_t} + K_{a_t} \quad (3)$$

Koszt roczny stały transformatora zależy od:

- ceny transformatora,
- stawki odpisów kapitałowych (amortyzacja + akumulacja)
- łącznej stawki odpisów na obsługę i remonty:

Koszt roczny zmienny stanowi sumę kosztów strat mocy i energii w transformatorze.

Koszty zawodności są sumą kosztów strat gospodarczych ponoszonych przez odbiorców na skutek przerw w dostawie energii. Koszty te praktycznie nie zależą od mocy transformatora i są pomijane przy jego doborze.



Koszt roczny stały transformatora

Koszt roczny stały transformatora w roku t oblicza się z zależności:

$$K_{st_t} = K_I r_{st_t} \quad (4)$$

gdzie:

K_I – cena transformatora,

r_{st_t} – współczynnik kosztów rocznych stałych w roku t :

$$r_{st_t} = \begin{cases} r_{es} + r_{rr}, & \text{dla } t \leq N_a, \\ r_{es}, & \text{dla } t > N_a, \end{cases} \quad (5)$$

przy czym:

N_a – normatywny okres amortyzacji transformatora,

r_{es} – współczynnik kosztów eksploatacyjnych stałych,

r_{rr} – rata rozszerzonej reprodukcji.



Współczynniki kosztów stałych

Współczynnik eksploatacyjnych kosztów stałych transformatora jest sumą odpisów na koszty administracyjne r_{adm} , koszty obsługi r_o i koszty remontów r_{rem} :

$$r_{es} = r_{adm} + r_o + r_{rem}, \quad (6)$$

Rata rozszerzonej reprodukcji (amortyzacja + akumulacja):

$$r_{rr} = \frac{i(1+i)^{N_a}}{(1+i)^{N_a} - 1}. \quad (7)$$



Koszt roczny zmienny pracy transformatora

Koszt roczny zmienny pracy transformatora stanowią koszty strat mocy i energii w transformatorze. Koszty te w roku t oblicza się z zależności:

$$K_{z_t} = \left\{ \Delta P'_{o_t} (k_{\Delta P} + \tau_t k_{\Delta E}) + \Delta P'_{j_t} (k_{\Delta P} + T_{p_t} k_{\Delta E}) \right\} (1 + i_{ie})^t, \quad (8)$$

gdzie:

- $\Delta P'_{o_t}$ – obciążeniowe straty mocy czynnej w transformatorze roku t (powiększone o straty mocy czynnej w sieci zasilającej wywołane przepływem obciążeniowych strat mocy biernej transformatorze),
- $\Delta P'_{j_t}$ – jałowe straty mocy czynnej w transformatorze w roku t (powiększone o straty mocy czynnej w sieci zasilającej wywołane przepływem mocy jałowych strat mocy biernej w transformatorze),
- T_p – czas pracy transformatora w roku t ,



Koszt roczny zmienny pracy transformatora c.d.

- T_p – czas pracy transformatora w roku t ,
- τ_t – czas trwania strat maksymalnych w roku t ,
- i_{ie} – łączna stopa inflacji i eskalacji cen,
- $k_{\Delta P}$ – jednostkowy koszt strat mocy,
- $k_{\Delta E}$ – jednostkowy koszt strat energii.



Czas trwania strat maksymalnych

Czas trwania strat maksymalnych oblicza się na podstawie rocznego czasu użytkowania mocy szczytowej korzystając ze wzorów empirycznych. Istnieje szereg tych wzorów, przy czym większość z nich można zapisać w postaci:

$$\tau = T_p \left(c T_w + d T_w^2 \right), \quad (9)$$

gdzie:

c, d – stałe empiryczne,

T_w – względny roczny czas użytkowania mocy szczytowej:

$$T_w = \frac{T_s}{T_p} = \frac{E_r}{P_s T_p}, \quad (10)$$

przy czym:

E_r – ilość energii transformowanej w ciągu roku,

P_s – transformowana moc maksymalna (szczytowa),

T_s – roczny czas użytkowania mocy szczytowej.



Wartości stałych empirycznych we wzorze na czas trwania strat maksymalnych

Autor wzoru	c	d
Buller i Woodrow	0.30	0.70
Horak	1/3	2/3
Jansen	0.50	0.50
Monasinghe i Scott	0.15	0.85



Straty mocy w transformatorze

W transformatorach występują straty mocy czynnej i biernej. Straty te można podzielić na:

- ✓ straty obciążeniowe,
- ✓ straty biegu jałowego.

Obciążeniowe straty mocy czynnej w transformatorze powstają na skutek przepływu prądu przez uzwojenia transformatora.

Obciążeniowe straty mocy biernej są związane z rozproszeniem strumienia magnetycznego.

Straty obciążeniowe są proporcjonalne do kwadratu stopnia obciążenia transformatora.

Jałowe straty mocy czynnej są to straty związane ze zjawiskiem histerezy oraz prądami wirowymi powstającymi w rdzeniu i metalowych częściach transformatora. Jałowe straty mocy biernej są to straty związane z przemagnesowywaniem rdzenia

Przyjmuje się że straty jałowe są proporcjonalne do kwadratu napięcia.

Straty mocy w transformatorze – wzory

Straty mocy w transformatorze oblicza się korzystając z zależności:

- obciążeniowe straty mocy czynnej w roku t :

$$\Delta P_o = P_k \left(\frac{I}{I_n} \right)^2 \cong P_k \left(\frac{S}{S_n} \right)^2 \quad (11)$$

- obciążeniowe straty mocy biernej w roku t :

$$\Delta Q_{o_t} = \frac{u_x}{100} S_n \left(\frac{I}{I_n} \right)^2 \cong \frac{u_x}{100} S_n \left(\frac{S}{S_n} \right)^2 \quad (12)$$

- jałowe straty mocy czynnej:

$$\Delta P_j = P_0 \left(\frac{U}{U_n} \right)^2 \cong P_k \quad (13)$$

- jałowe straty mocy biernej:

$$\Delta Q_j = \frac{i_0 S_n}{100} \left(\frac{U}{U_n} \right)^2 \cong \frac{i_0 S_n}{100} \quad (14)$$



Oznaczenia we wzorach (11) ÷ (14)

- I, S – odpowiednio prąd i moc odbierana z transformatora,
 I_n, S_n – odpowiednio prąd i moc znamionowa transformatora,
 i_0 – prąd biegu jałowego transformatora wyrażony w % prądu znamionowego,
 P_k – straty w uzwojeniach transformatora przy obciążeniu znamionowym,
 P_0 – straty w żelazie transformatora przy napięciu znamionowym
 u_x – składowa biernej napięcia zwarcia transformatora wyrażona w % napięcia znamionowego:

$$u_x = \sqrt{(u_k)^2 - \left(\frac{P_k}{S_n} 100\right)^2}, \quad (15)$$

- u_k – napięcie zwarcia transformatora wyrażone w % napięcia znamionowego.

Straty mocy czynnej w transformatorze

Moc bierna tracona w transformatorze przepływając przez sieć zasilającą powoduje dodatkowe straty mocy czynnej w tej sieci. Te dodatkowe straty mocy czynnej można określić korzystając z tzw. energetycznego równoważnika mocy biernej k_e .

Uwzględniając wpływ mocy biernej na straty w sieci zasilającej straty mocy czynnej powodowane pracą transformatora można obliczyć z zależności:

- straty obciążeniowe w roku t :

$$\Delta P'_{o_t} = \left(P_k + k_e \frac{u_x S_n}{100} \right) \left(\frac{S_{max_t}}{S_n} \right)^2 = \Delta P'_{o_n} \left(\frac{S_{max_t}}{S_n} \right)^2 \quad (16)$$

- straty jałowe w roku t :

$$\Delta P'_{j_t} = \left(P_0 + k_e \frac{i_0 S_n}{100} \right) \quad (17)$$

gdzie:

S_{max_t} – maksymalne obciążenie transformatora w roku t .

Założenia o zmienności obciążenia

Dla określenia ilości transformowanej energii, strat mocy i strat energii w kolejnych latach eksploatacji transformatora konieczna jest znajomość rocznego przyrostu obciążenia ilości transformowanej energii. Wobec braku funkcji opisujących tą zmienność przyjmuje się następujące założenia:

- (1) Względny, roczny przyrost obciążenia transformatora jest stały w kolejnych latach eksploatacji:

$$\alpha_P = \frac{P_{s_{t+1}}}{P_{s_t}},$$

- (2) Względny, roczny wzrost ilości energii transformowanej energii jest stały w kolejnych latach eksploatacji:

$$\alpha_E = \frac{E_{t+1}}{E_t},$$

przy czym: P_{s_t} – moc szczytowa pobierana z transformatora w roku t

Założenia dodatkowe

Dodatkowo zakłada się, że w całym rozważanym okresie eksploatacji transformatora:

(3) współczynnik mocy jest stały:

$$\cos \varphi_t = \cos \varphi_1 = \text{const}, \quad t = 1, 2, \dots, N,$$

(4) roczny czas pracy transformatora jest stały:

$$T_{p_t} = T_p = \text{const}, \quad t = 1, 2, \dots, N: \quad T_p \cong T_r = 8760[h/a],$$

(5) łączna roczna stopa inflacji i eskalacji cen jest stała:

$$i_{ie} = \text{const};$$

(6) Rozważany okres eksploatacji jest równy lub dłuższy od okresu amortyzacji transformatora:

$$N \geq N_a;$$

(7) Pomija się wpływ odchylenia napięcia zasilającego od wartości znamionowej na jałowe straty mocy.



Maksymalne obciążenie i czas trwania obciążenia maksymalnego w roku t

Przy powyższych założeniach maksymalne obciążenie transformatora w roku t oblicza się z zależności:

$$S_{\max_t} = \frac{P_{s_1} \alpha_P^{t-1}}{\cos \varphi_1} = S_{s_1} \alpha_P^{t-1}, \quad (18)$$

ilość transformowanej energii:

$$E_t = E_1 \alpha_E^{t-1}, \quad (19)$$

a względny czas trwania maksymalnego obciążenia z zależności:

$$T_{w_t} = T_{w_1} \frac{\alpha_E^{t-1}}{\alpha_P^{t-1}}, \quad (20)$$

w których:

P_{s_1} – maksymalne obciążenie transformatora w pierwszym roku eksploatacji transformatora,

T_{w_1} – względny czas trwania maksymalnego obciążenia w pierwszym roku eksploatacji transformatora.

Straty mocy i energii w roku t

Obciążeniowe straty mocy czynnej w roku t :

$$\Delta P_{o_t} = \Delta P'_{o_n} \left(\frac{S_{s1}}{S_n} \right)^2 \alpha_P^{2(t-1)} \quad (21)$$

Obciążeniowe straty energii w roku t :

$$\Delta E_{o_t} = \Delta P'_{o_n} \left(\frac{S_{s1}}{S_n} \right)^2 T_p \left(c T_{w1} \alpha_P^{t-1} \alpha_E^{t-1} + d T_{w1}^2 \alpha_E^{2(t-1)} \right) \quad (22)$$

Jałowe straty mocy w roku t : $t = 1, 2, \dots, N$:

$$\Delta P'_{j_t} = P_0 + k_e \frac{i_0 S_n}{100} = \Delta P'_j \quad (23)$$

Jałowe straty energii w roku t :

$$\Delta E_{j_t} = T_p \left(P_0 + k_e \frac{i_0 S_n}{100} \right) = T_p \Delta P'_j \quad (24)$$



Oznaczenia:

$$S_A = \sum_{t=1}^N \frac{(1 + i_{ie})^{t-1}}{(1 + i)^t} \quad (25)$$

$$S_B = \sum_{t=1}^N \frac{(1 + i_{ie})^{t-1} q_P^{2(t-1)}}{(1 + i)^t} \quad (26)$$

$$S_C = \sum_{t=1}^N \frac{[(1 + i_{ie}) q_P q_E]^{t-1}}{(1 + i)^t} \quad (27)$$

$$S_D = \sum_{t=1}^N (1 + i)^{-t} \quad (28)$$

$$S_E = \sum_{t=1}^N \frac{(q_E)^{t-1}}{(1 + i)^t} \quad (29)$$

$$S_F = \sum_{t=1}^N \frac{(q_E q_P)^{t-1}}{(1 + i)^t}. \quad (30)$$



Jednostkowe straty energii i ekonomiczne obciążenie maksymalne

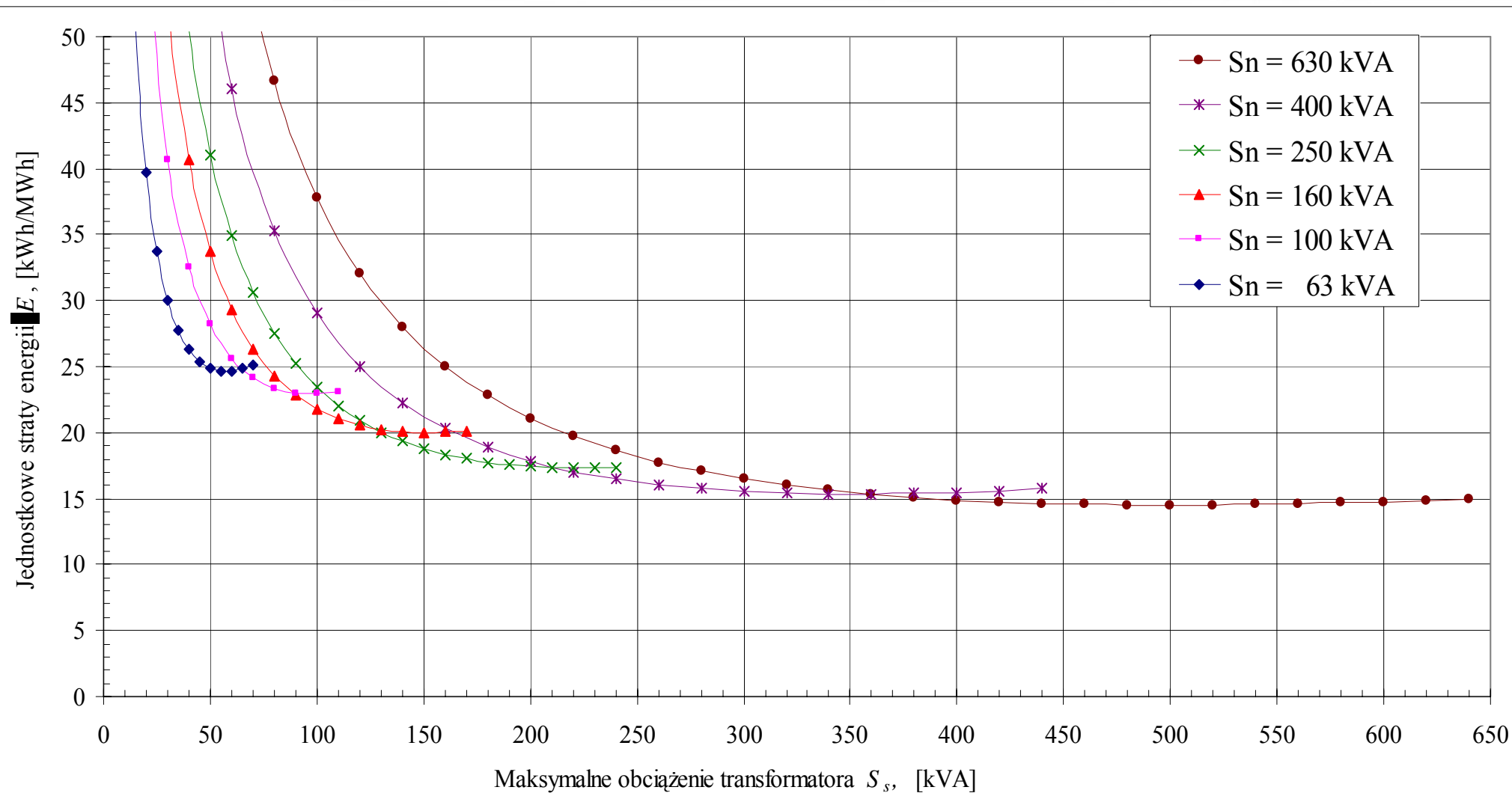
Wstawiając do wzoru (1a) zależności (9), (10), (16) i (17) zależność na jednostkowe straty energii przyjmie postać:

$$\delta E = \frac{\left(P_0 + k_e \frac{i_0 S_n}{100} \right) + \left(P_k + k_e \frac{u_x S_n}{100} \right) \left(\frac{S_s}{S_n} \right)^2 (c T_w + d T_w^2)}{T_w S_s \cos \varphi}. \quad (31)$$

Po zróżniczkowaniu względem S_s i przyrównaniu pochodnej do zera otrzymamy zależność na ekonomiczne obciążenie maksymalne transformatora:

$$S_{ek} = S_n \sqrt{\frac{P_0 + k_e \frac{i_0 S_n}{100}}{\left(P_k + k_e \frac{u_x S_n}{100} \right) (c T_w + d T_w^2)}}. \quad (32)$$

Jednostkowe straty energii w funkcji obciążenia transformatora





Moc graniczna przy stałym obciążeniu w kolejnych latach eksploatacji transformatora

Z wykresów pokazanych na poprzednim slajdzie wynika, że krzywe jednostkowych strat energii w funkcji obciążenia dla poszczególnych transformatorów przecinają się. Można więc dla każdego transformatora kreślić optymalny zakres obciążenia. Oznaczając dane transformatora o mniejszej mocy indeksem „I” a transformatora o większej mocy indeksem „II” można określić punkt przecięcia się krzywych, tj. obciążenie przy którym jednostkowe straty energii są takie same dla dwóch transformatorów.

$$S_{gr}^{(\delta E)} = \sqrt{\frac{P_{0II} - \Delta P_{0I} + \frac{k_e}{100} (i_{0II} S_{nII} - i_{0I} S_{nI})}{\left[\frac{P_{kI}}{S_{nI}^2} - \frac{P_{kII}}{S_{nII}^2} + \frac{k_e}{100} \left(\frac{u_{xI}}{S_{nI}} - \frac{u_{xII}}{S_{nII}} \right) \right] (cT_w + dT_w^2)}} \quad (33)$$



Jednostkowe równoważne straty energii i moc graniczna

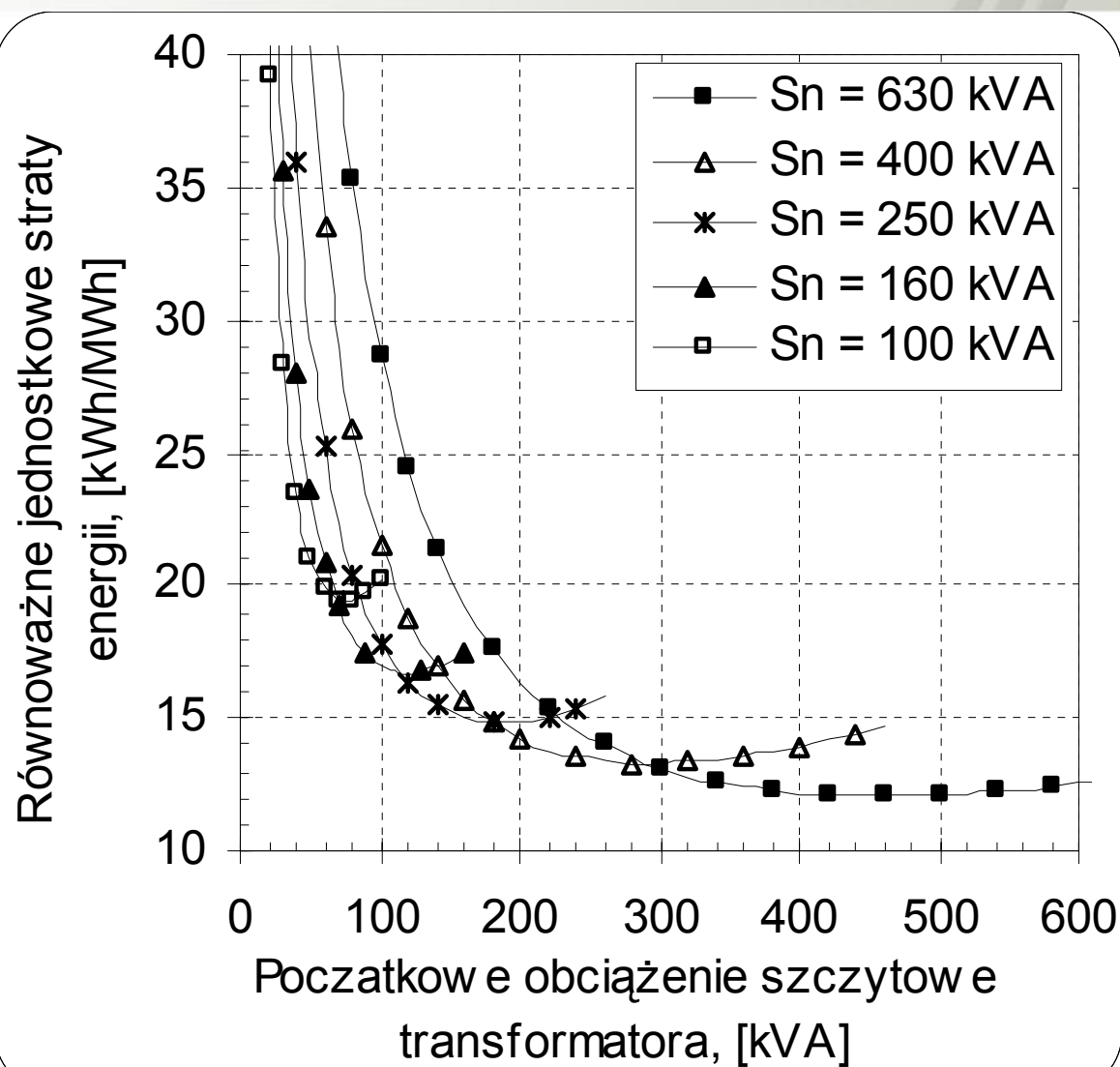
Wstawiając do wzoru (1b) zależności (9), (10), (16) i (17) oraz uwzględniając stałe S_D , S_E , S_F zależność na jednostkowe równoważne straty energii przyjmie postać:

$$\delta E_{ekw} = \frac{\left(P_k + k_e \frac{i_0 S_n}{100} \right) S_D + \left(P_k + k_e \frac{u_x S_n}{100} \right) \left(\frac{S_{s1}}{S_n} \right)^2 (cT_{w1} + dT_{w1}^2) S_F}{S_E T_{w1} S_{s1} \cos \varphi}. \quad (34)$$

Również w tym przypadku można określić moc graniczną, przy której jednostkowe równoważne straty energii są dla dwóch transformatorów takie same:

$$S_{gr}^{(\delta E)} = \sqrt{\frac{\left(P_{0II} - P_{0I} + \frac{k_e}{100} (i_{0II} S_{nII} - i_{0I} S_{nI}) \right) S_D}{\left[\frac{P_{kI}}{S_{nI}^2} - \frac{P_{kII}}{S_{nII}^2} + \frac{k_e}{100} \left(\frac{u_{xI}}{S_{nI}} - \frac{u_{xII}}{S_{nII}} \right) \right] (cT_w + dT_w^2) S_F}}. \quad (35)$$

Jednostkowe równoważne straty energii w funkcji obciążenia transformatora w pierwszym roku eksploatacji





Jednostkowe równoważne koszty transformacji i moc graniczna

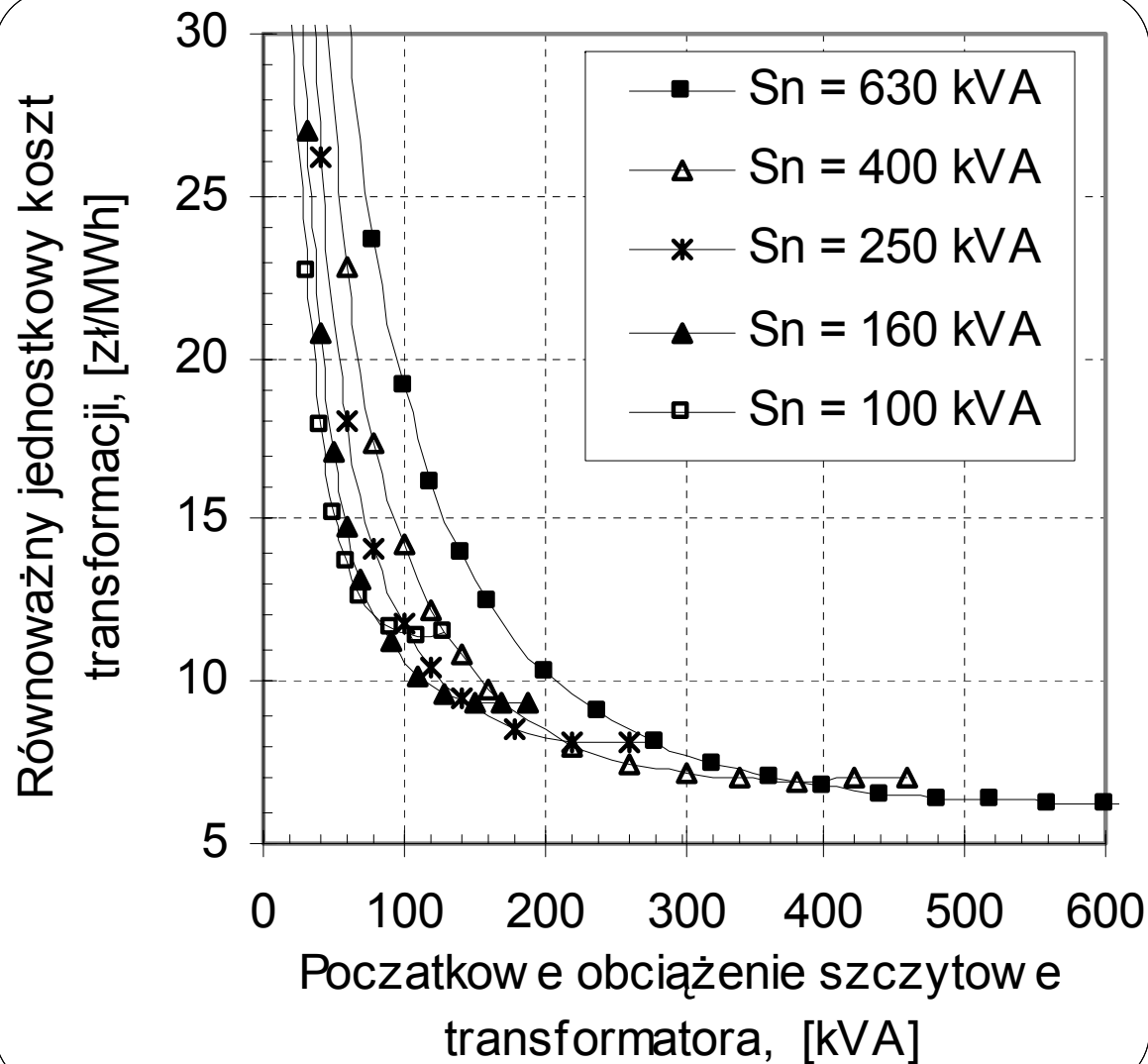
Wstawiając do wzoru (1b) zależności (9), (10), (16) i (17) oraz uwzględniając stałe S_A , S_B , S_C i S_D , zależność na jednostkowe równoważne koszty transformacji przyjmie postać:

$$k_{ekw} = \frac{\Delta P'_j (k_{\Delta P} + k_{\Delta E} T_p) S_A + \Delta P'_o \left[S_B k_{\Delta P} + S_C k_{\Delta E} T_p (c T_{w1} + d T_{w1}^2) \right] + C_{tr} (1 + r_{es} S_D)}{S_E T_{s1} S_{s1} \cos \varphi}, \quad (36)$$

Również w tym przypadku można określić moc graniczną, przy której jednostkowe równoważne koszty transformacji są takie same dla dwóch transformatorów o sąsiednich mocach znamionowych:

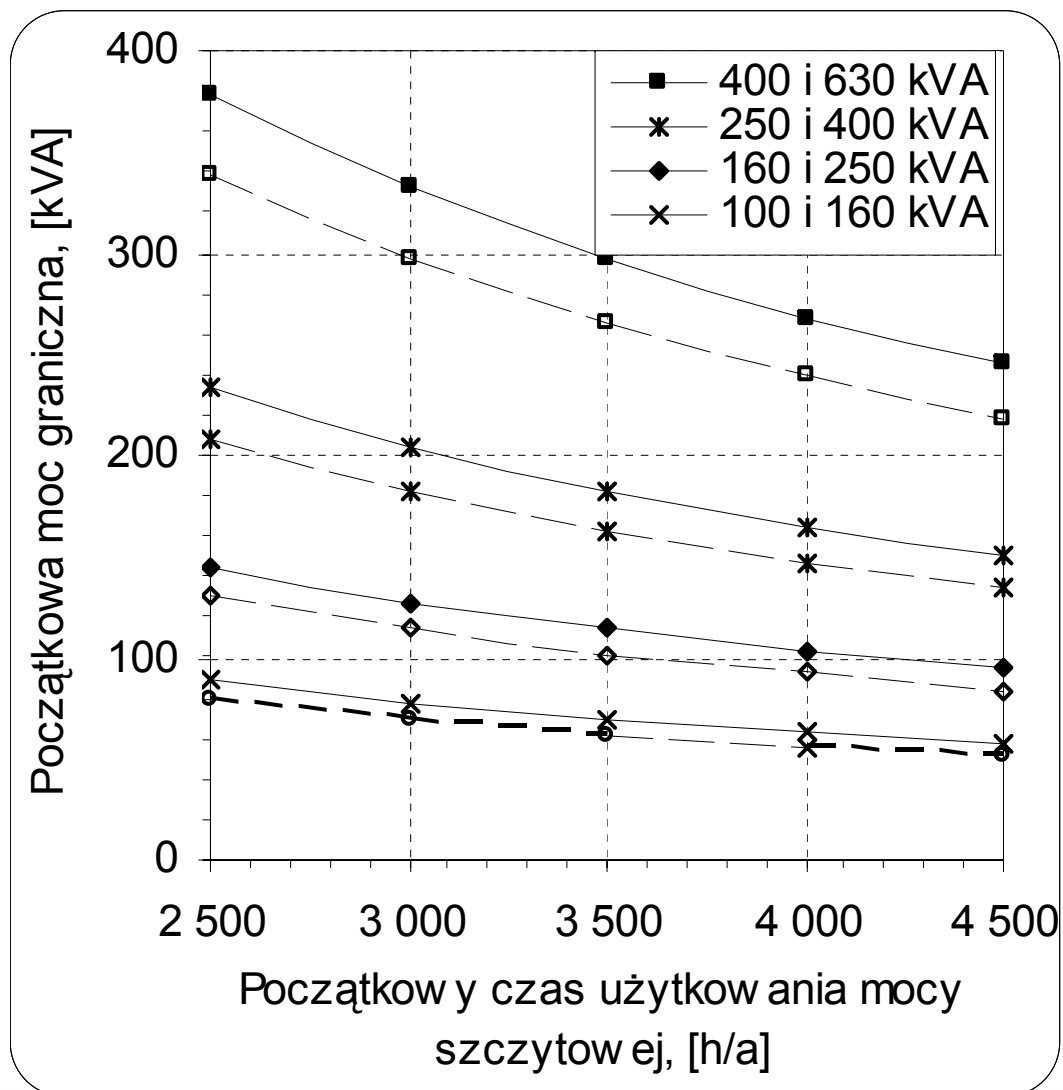
$$S_{gr}^{(k_{ekw})} = \sqrt{\frac{(\Delta P'_{jII} - \Delta P'_{jI}) (c_P + c_A T_p) S_A + (C_{trII} - C_{trI}) (1 + r_{es} S_D)}{\left(\frac{\Delta P'_{onI}}{S_{nI}^2} - \frac{\Delta P'_{onII}}{S_{nII}^2} \right) \left[k_{\Delta P} S_B + k_{\Delta E} T_p (c T_{w1} + d T_{w1}^2) S_C \right]}} \quad (37)$$

Jednostkowe równoważne koszty transformacji w funkcji obciążenia transformatora w pierwszym roku eksploatacji



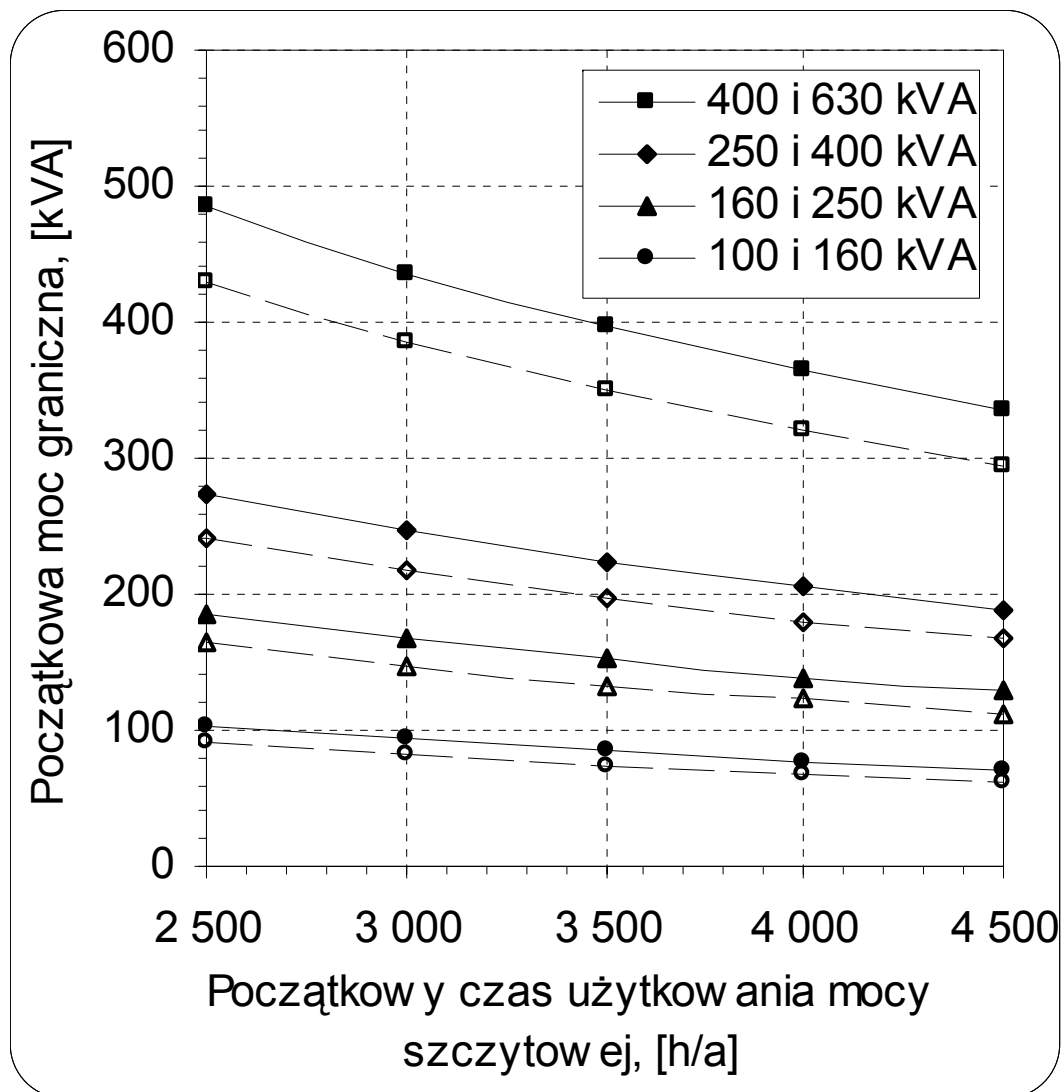


Moce graniczne dla par transformatorów wg kryterium minimum jednostkowych strat energii (linie ciągłe: $\alpha_P = 1,01$, $\alpha_E = 1,015$; linie przerywane: $\alpha_P = 1,02$, $\alpha_E = 1,03$)



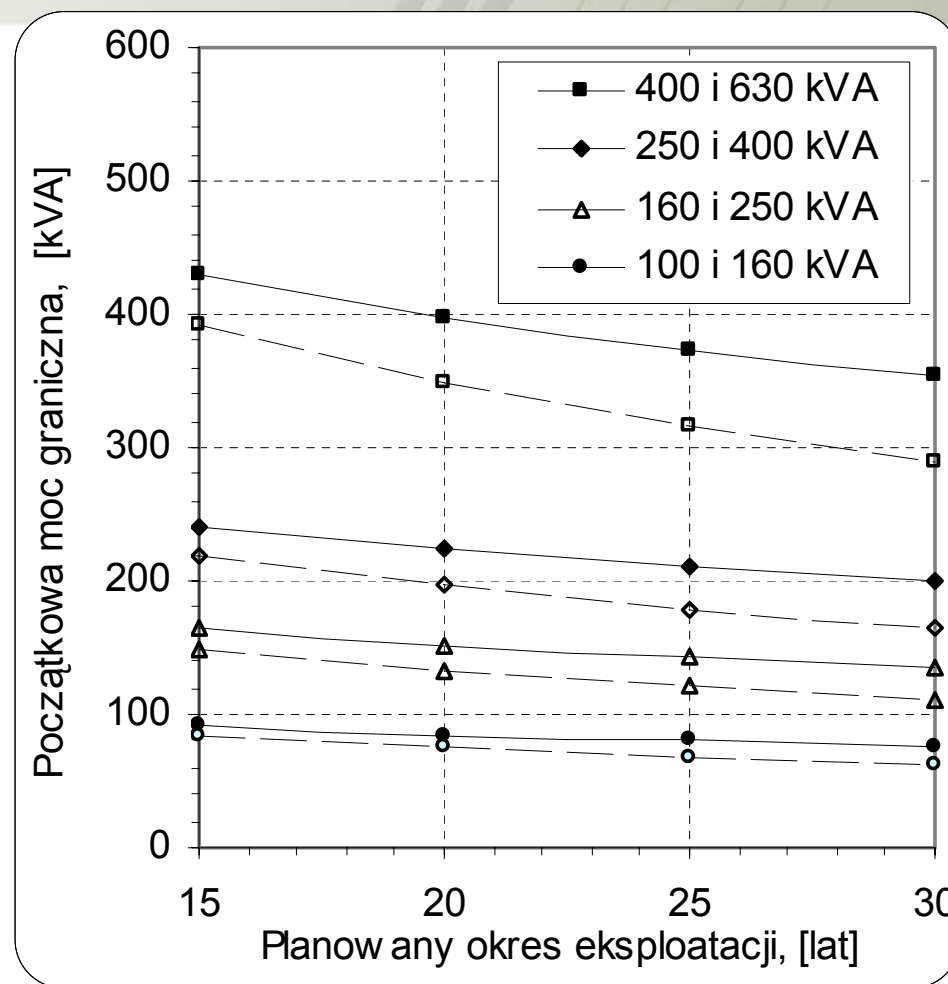
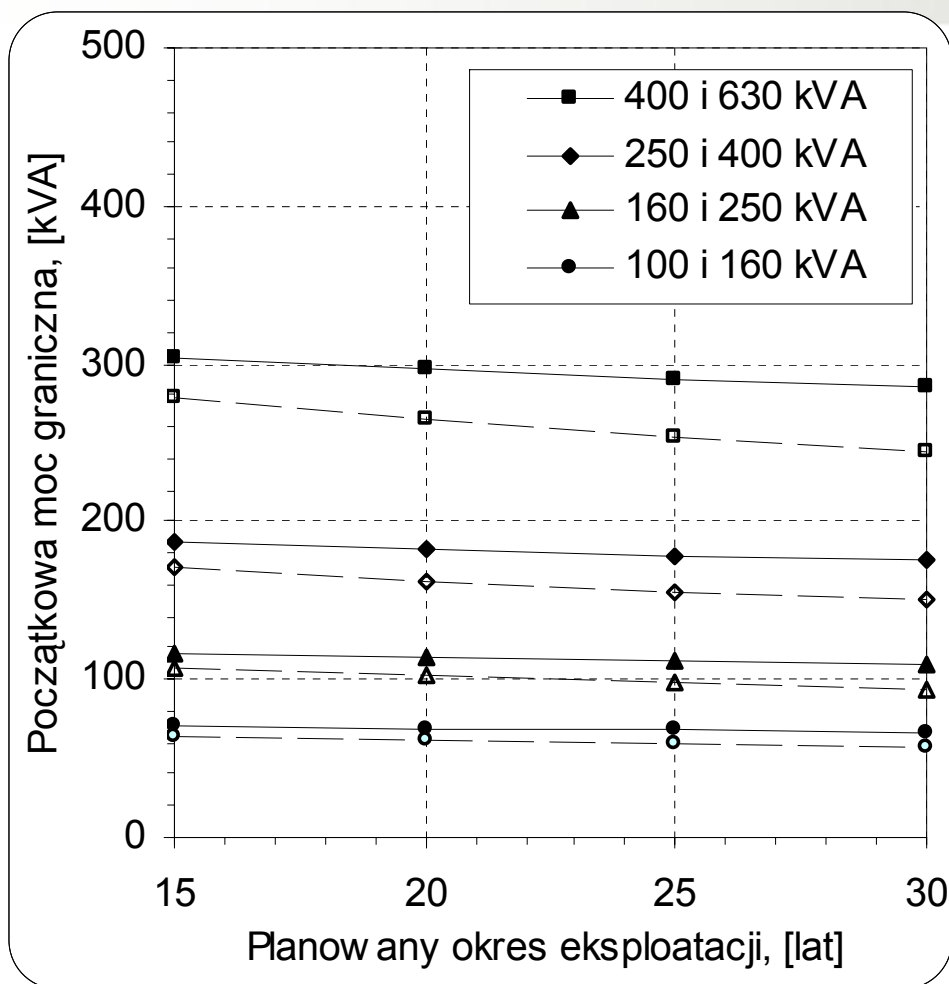


Moce graniczne dla par transformatorów wg kryterium minimum jednostkowych równoważnych strat energii (linie ciągłe: $\alpha_P = 1,01$, $\alpha_E = 1,015$; linie przerywane: $\alpha_P = 1,02$, $\alpha_E = 1,03$)



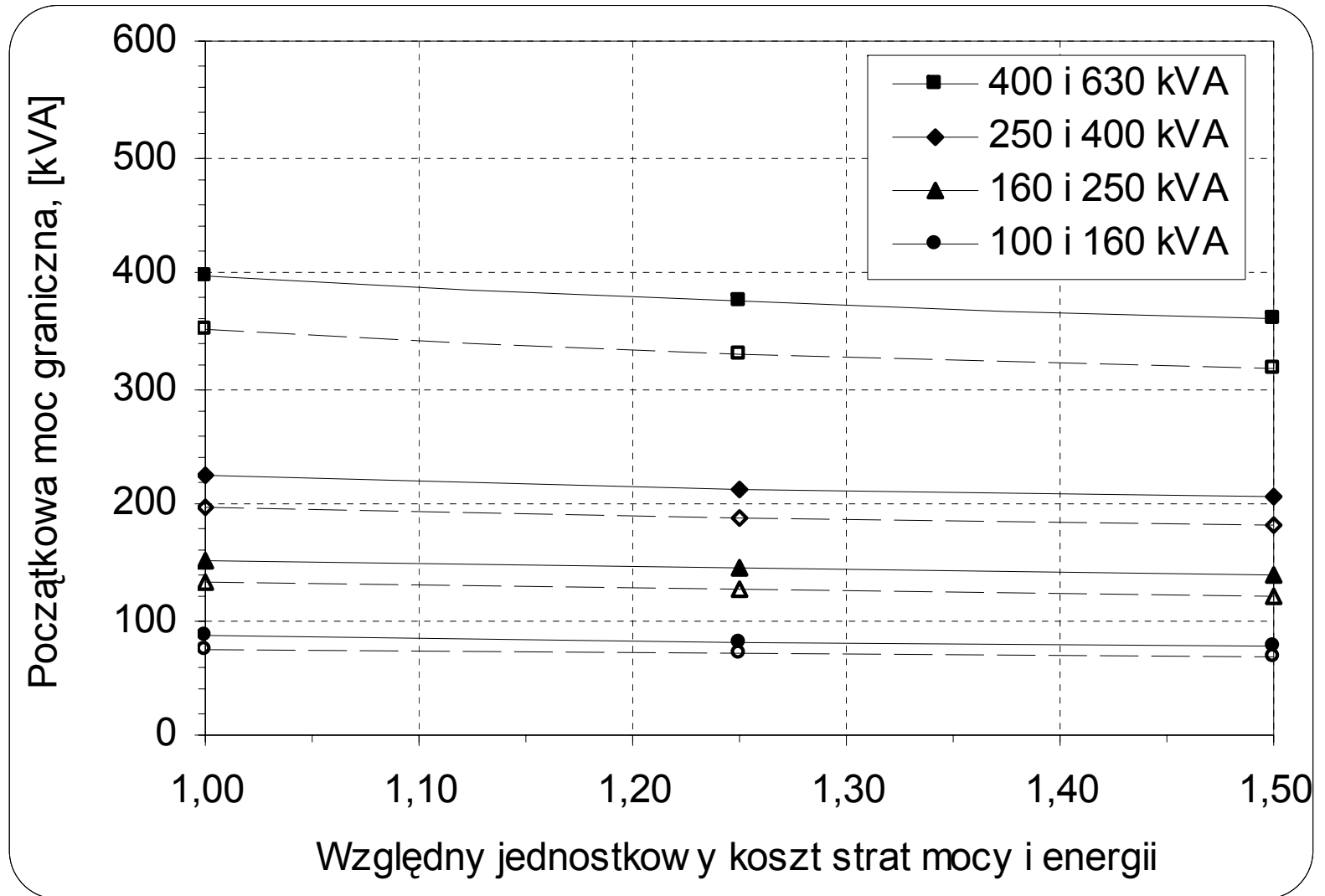


Zależność mocy granicznej od planowanego okresu eksploatacji; a) wg kryterium równoważnych jednostkowych strat energii; b) wg kryterium równoważnych jednostkowych kosztów transformacji.



$T_{s1} = 3\,500$ h/a; $k_{\Delta E} = 0,2$ zł/kWh; $k_{\Delta P} = 80$ zł/kW·a (linie ciągłe: $\alpha_P = 1,01$, $\alpha_E = 1,015$; linie przerywane: $\alpha_P = 1,02$, $\alpha_E = 1,03$)

Zależność mocy granicznej od jednostkowych kosztów strat mocy i energii (kryterium $\min k_{ekw}$)





Moce graniczne par transformatorów przy których jednostkowe równoważne straty energii są takie same dla różnych współczynników przyrostu obciążenia (min ΔE_{ekw})

[h/a]	α_P	α_E	N [lat]	S_{s1} [kVA]					
				40 i 63 kVA	63 i 100 kVA	100 i 160 kVA	160 i 250 kVA	250 i 400 kVA	400 i 630 kVA
2 500	1,01	1,015	20	38,8	48,2	88,2	145,5	232,9	378,5
			25	38,1	47,3	86,6	142,8	228,6	371,5
			30	37,5	46,5	85,2	140,6	225,0	365,6
	1,02	1,03	20	34,7	43,2	79,0	130,3	208,7	339,1
			25	33,3	41,3	75,7	124,8	199,9	324,8
			30	32,0	39,8	72,9	120,1	192,3	312,5
3 500	1,01	1,015	20	30,4	37,7	69,1	114,0	182,5	296,6
			25	29,8	37,0	67,8	111,9	179,1	291,0
			30	29,3	36,4	66,7	110,1	176,2	286,3
	1,02	1,03	20	27,2	33,7	61,8	101,9	163,2	265,1
			25	26,0	32,3	59,2	97,5	156,2	253,7
			30	25,0	31,0	56,9	93,8	150,1	244,0
4 500	1,01	1,015	20	25,1	31,2	57,1	94,1	150,7	244,9
			25	24,6	30,6	56,0	92,3	147,8	240,2
			30	24,2	30,1	55,1	90,8	145,4	236,3
	1,02	1,03	20	22,4	27,8	51,0	84,0	134,5	218,6
			25	21,4	26,6	48,7	80,4	128,7	209,1
			30	20,6	25,6	46,8	77,2	123,6	200,9



Moce graniczne par transformatorów przy których jednostkowe równoważne koszty transformacji są takie same (okres eksploatacji $N = 20$ lat)

[h/a]	α_P	α_E	$k_{\Delta E}$ [zł/kWh]	$k_{\Delta P}$ [zł/kW/a]	Początkowa moc graniczna [kVA]					
					40 i 63 kVA	63 i 100 kVA	100 i 160 kVA	160 i 250 kVA	250 i 400 kVA	400 i 630 kVA
2 500	1,01	1,015	0,20	80	48,5	72,8	103,4	185,0	272,7	484,2
			0,25	100	46,0	67,8	98,7	175,0	260,5	457,8
			0,30	120	44,2	64,3	95,5	168,1	252,1	439,4
	1,02	1,03	0,20	80	42,9	64,4	91,4	163,5	241,1	428,1
			0,25	100	40,7	59,9	87,3	154,8	230,3	404,8
			0,30	120	39,1	56,8	84,5	148,6	222,9	317,4
3 500	1,01	1,015	0,20	80	39,8	59,7	84,8	151,8	223,8	397,3
			0,25	100	37,8	55,6	81,0	143,6	213,8	375,7
			0,30	120	36,3	52,7	78,4	137,9	206,9	360,6
	1,02	1,03	0,20	80	35,1	52,6	74,7	133,6	197,0	349,7
			0,25	100	33,2	49,0	71,3	126,4	188,2	330,7
			0,30	120	32,0	46,4	69,0	121,4	182,0	317,4
4 500	1,01	1,015	0,20	80	33,7	50,6	71,8	128,5	189,5	336,5
			0,25	100	32,0	47,1	68,6	121,6	181,0	318,2
			0,30	120	30,7	44,7	66,4	116,8	175,2	305,4
	1,02	1,03	0,20	80	29,6	44,4	63,0	112,8	166,3	295,2
			0,25	100	28,1	41,3	60,2	106,7	158,8	279,1
			0,30	120	27,0	39,2	58,2	102,5	153,7	267,9



Klasy efektywności energetycznej transformatorów

Moc S_n w kVA	Znamionowe straty jałowe P_0 w W					Znamionowe straty obciążeniowe P_k w W				Napięcie u_k w %
	E_0	D_0	C_0	B_0	A_0	D_k	C_k	B_k	A_k	
50	190	145	125	110	90	1 350	1 100	875	750	4,0
100	320	260	210	180	145	2 150	1 750	1 475	1 250	
160	460	375	300	260	210	3 100	2 350	2 000	1 700	
250	650	530	425	360	300	4 200	3 250	2 750	2 350	
315	770	630	520	440	360	5 000	3 900	3 250	2 800	
400	930	750	610	520	430	6 000	4 600	3 850	3 250	
500	1 100	880	720	610	510	7 200	5 500	4 600	3 900	
630	1 300	1 030	860	730	600	8 400	6 500	5 400	4 600	
630	1 200	940	800	680	560	8 700	6 750	5 600	4 800	6,0
800	1 400	1 150	930	800	650	10 500	8 400	7 000	6 000	
1 000	1 700	1 400	1 100	940	770	13 000	10 500	9 000	7 600	
1 250	2 100	1 750	1 350	1 150	950	16 000	13 500	11 000	9 500	
1 600	2 600	2 200	1 700	1 450	1 200	20 000	17 000	14 000	12 000	
2 000	3 100	2 700	2 100	1 800	1 450	26 000	21 000	18 000	15 000	
2 500	3 500	3 200	2 500	2 150	1 750	32 000	26 500	22 000	18 500	



Porównanie cen transformatorów o różnych klasach efektywności energetycznej

Względne ceny różnych klas transformatorów

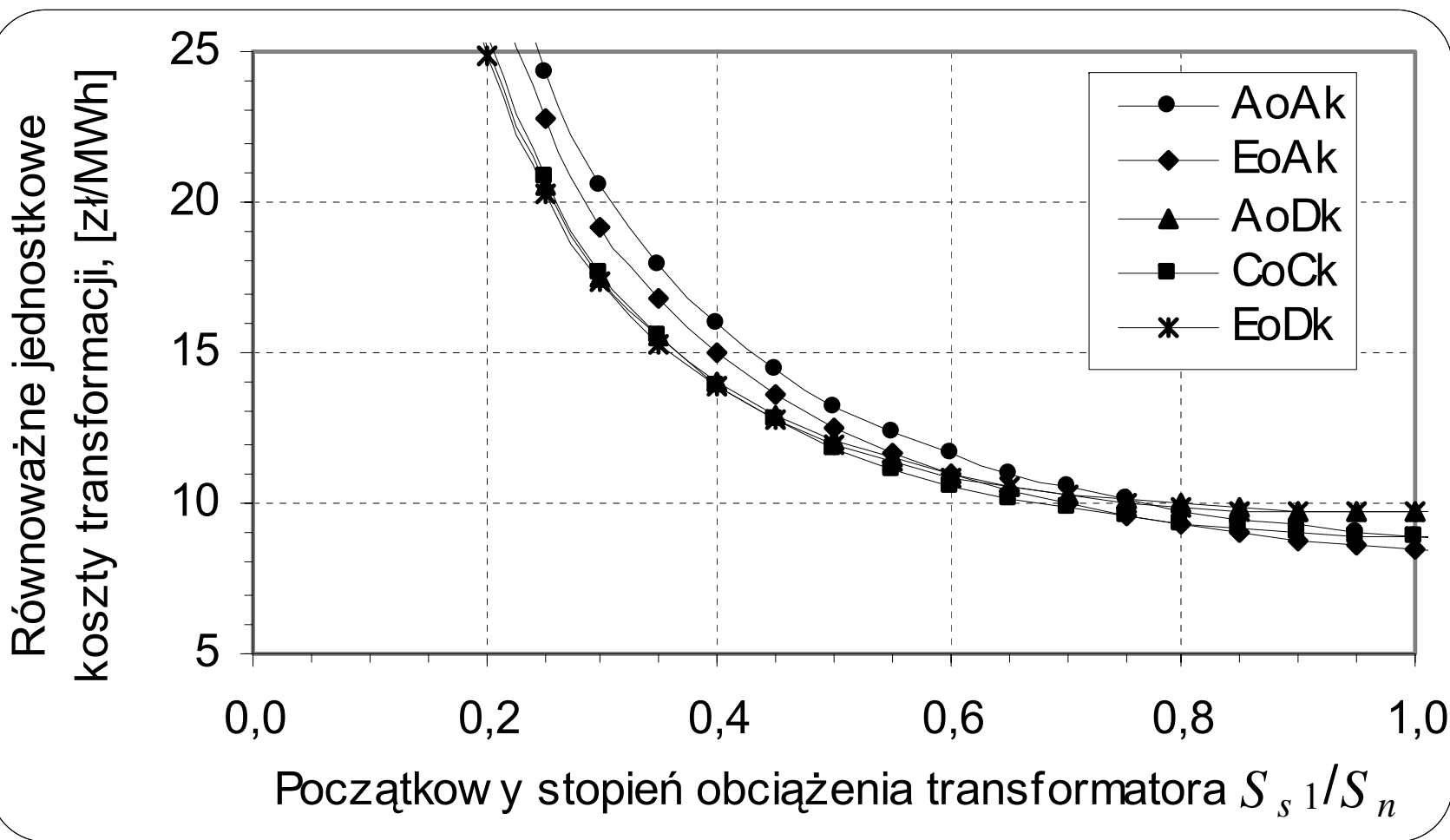
Klasa	E ₀	D ₀	C ₀	B ₀	A ₀
D _k	0,8	0,9	1,05	1,1	1,2
C _k	0,89	1	1,11	1,22	1,33
B _k	0,98	1,1	1,22	1,34	1,46
A _k	1,07	1,2	1,33	1,46	1,59

Ceny wybranych transformatorów

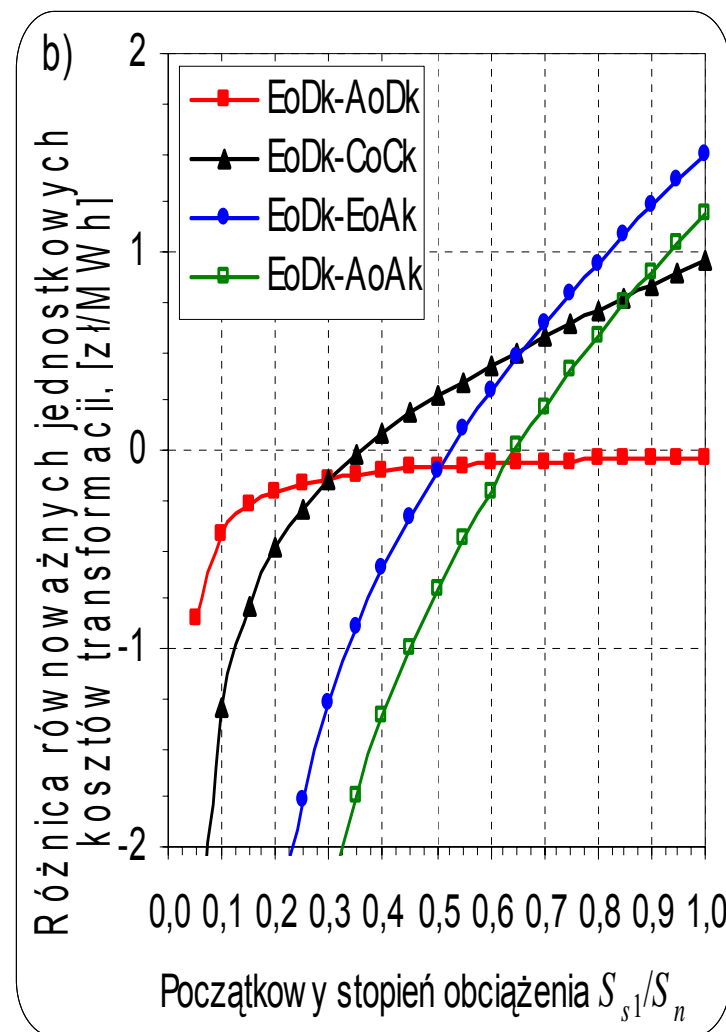
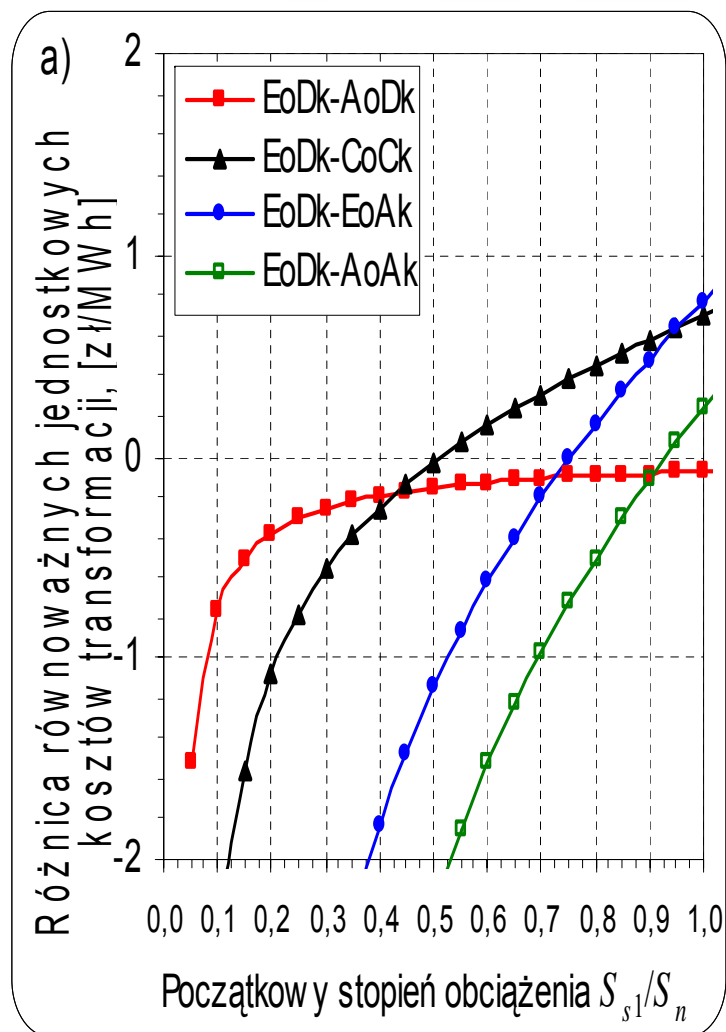
Klasa	S _n [kVA]					
	100	160	250	400	630	800
Cena transformatora [zł/szt]						
A ₀ A _k	16 390	18 950	23 790	29 050	39 960	45 840
A ₀ D _k	12 370	14 300	17 960	21 920	30 160	34 590
C ₀ C _k	11 440	13 230	16 610	20 280	27 900	32 000
E ₀ A _k	11 030	12 750	16 010	19 550	26 890	30 850
E ₀ D _k	8 250	9 540	11 970	14 620	20 110	23 060



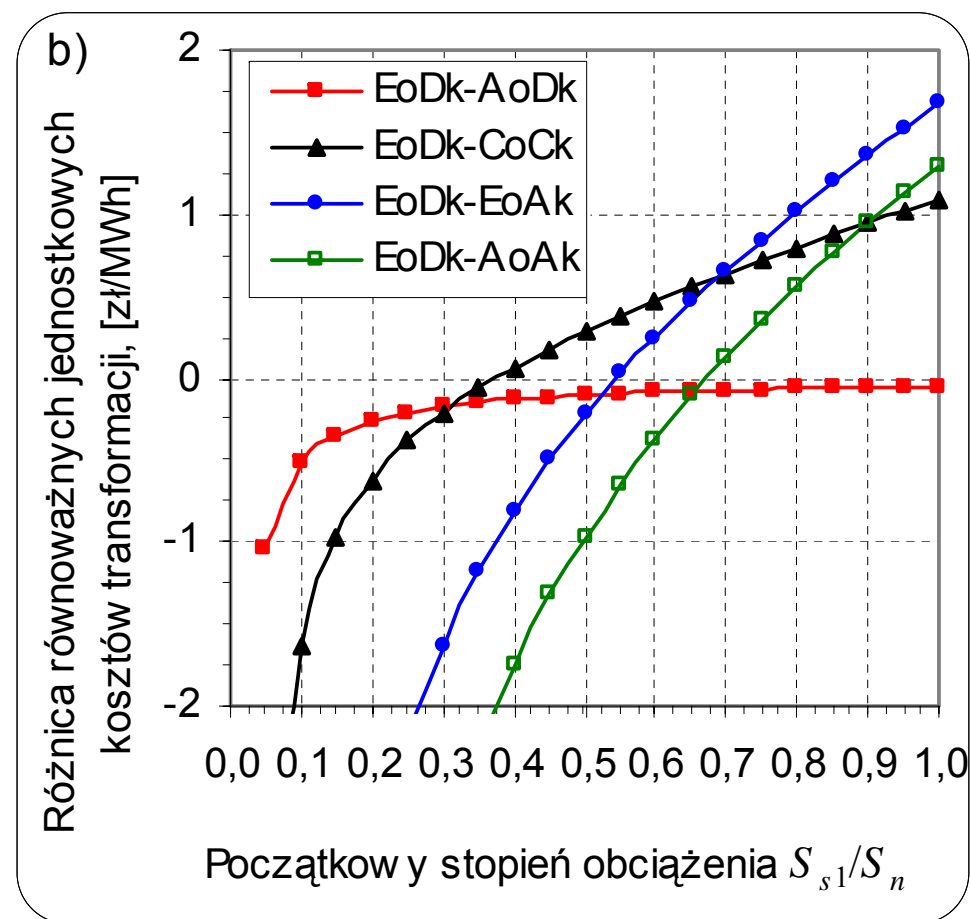
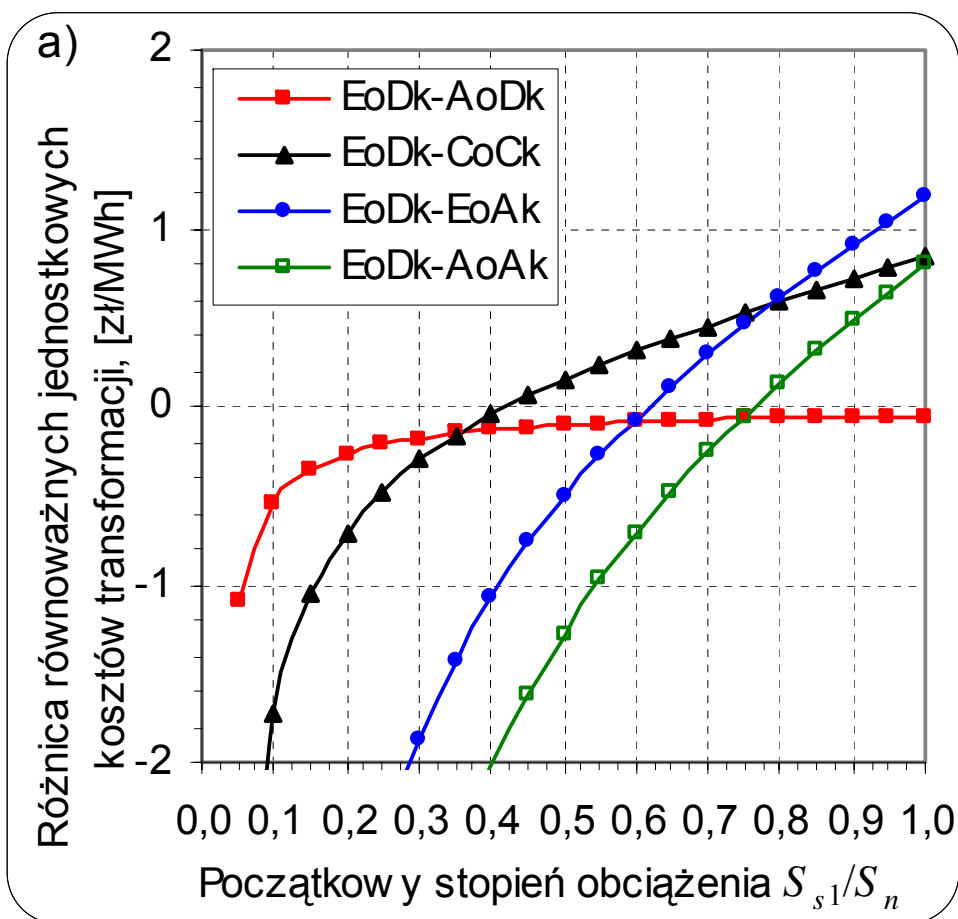
Zależność równoważnych jednostkowych kosztów transformacji od początkowego stopnia obciążenia dla transformatorów o różnych klasach efektywności energetycznej: ($T_{s1} = 3\,500$ h/a, $k_{\Delta E} = 0,2$ zł/kWh i $k_{\Delta P} = 80$ zł/kW·a, $\alpha_P = 1,01$, $\alpha_E = 1,015$).



Różnice równoważnych jednostkowych kosztów transformacji w funkcji początkowego stopnia obciążenia dla transformatorów o mocy 160 kVA: a) $T_{s_1} = 2\,500$ h/a; b) $T_{s_1} = 4\,500$ h/a; ($k_{\Delta E} = 0,2$ zł/kWh, $k_{\Delta P} = 80$ zł/kW/a, $\alpha_P = 1,01$, $\alpha_E = 1,015$).

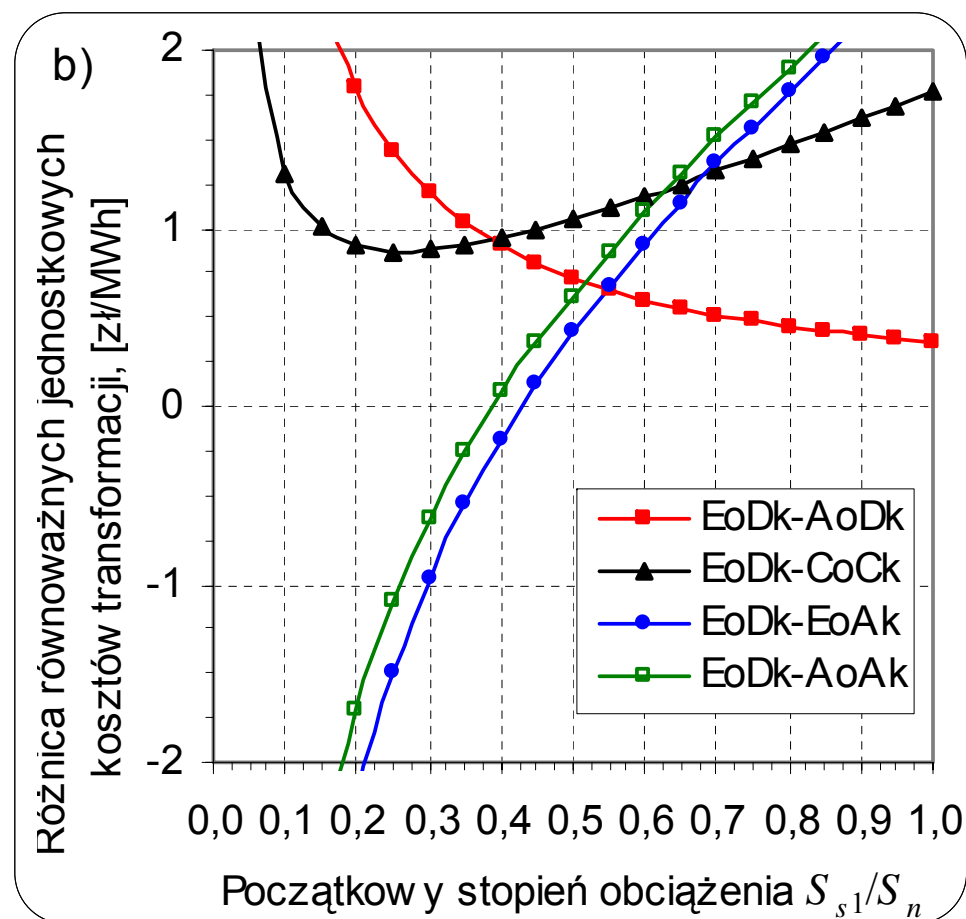
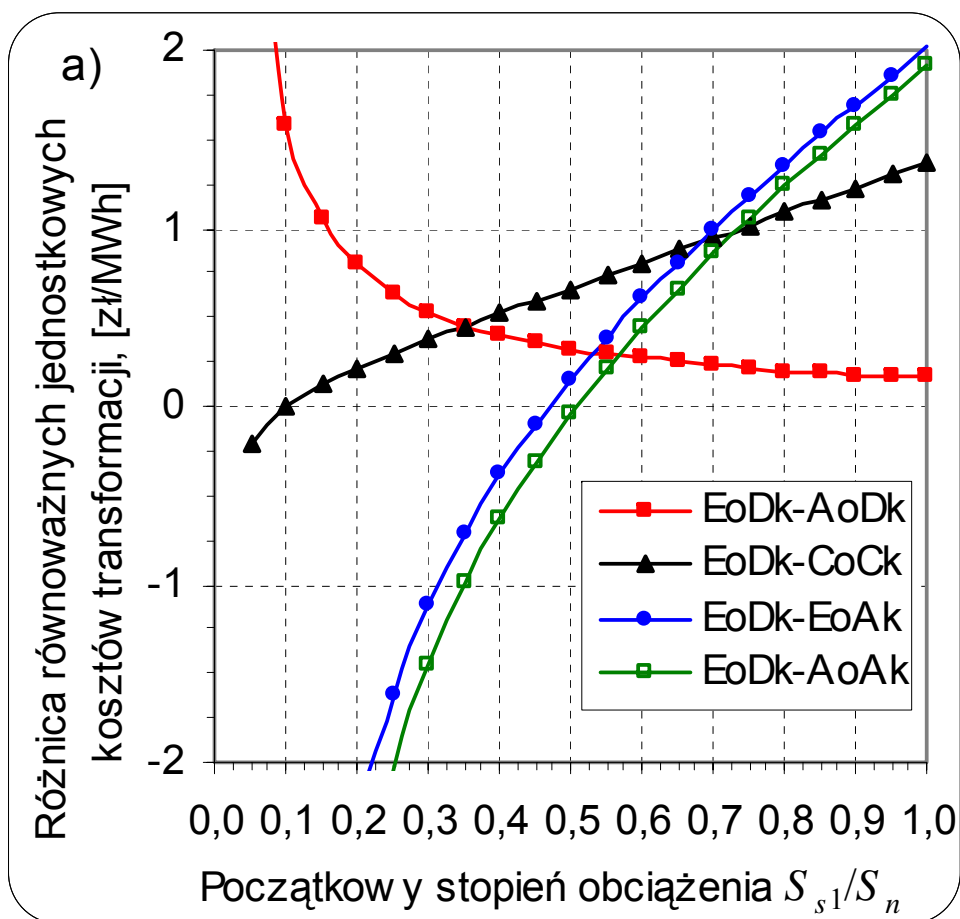


Różnice równoważnych jednostkowych kosztów transformacji w funkcji początkowego stopnia obciążenia dla transformatorów o mocy 160 kVA: a) $\alpha_P = 1,01$, $\alpha_E = 1,015$; b) $\alpha_P = 1,02$, $\alpha_E = 1,03$). Obliczenia wykonano dla: $T_{s1} = 3\ 500$ h/a, $k_{\Delta E} = 0,2$ zł/kWh i $k_{\Delta P} = 80$ zł/kW/a.





Różnice równoważnych jednostkowych kosztów transformacji w funkcji początkowego stopnia obciążenia dla transformatorów o mocy 160 kVA:
a) $k_{\Delta E} = 0,25$ zł/kWh i $k_{\Delta P} = 100$ zł/kW/a; b) $k_{\Delta E} = 0,3$ zł/kWh i $k_{\Delta P} = 120$ zł/kW/a. Obliczenia wykonano dla: $T_{s1} = 4\ 500$ h/a, $\alpha_P = 1,01$, $\alpha_E = 1,015$,





Zakresy początkowego stopnia obciążenia transformatorów o różnych klasach efektywności ekonomicznej

S_p [kVA]	α_p	α_E	= 2 500 h/a		= 3 500 h/a		= 4 500 h/a	
			S_{s1}/S_n	Klasa	S_{s1}/S_n	Klasa	S_{s1}/S_n	Klasa
100	1,01	1,015	< 0,90	E_0D_k	< 0,70	E_0D_k	< 0,60	E_0D_k
			$\geq 0,90$	E_0A_k	$\geq 0,70$	E_0A_k	$\geq 0,60$	E_0A_k
100	1,02	1,03	< 0,80	E_0D_k	< 0,65	E_0D_k	< 0,55	E_0D_k
			$\geq 0,80$	E_0A_k	$\geq 0,65$	E_0A_k	$\geq 0,55$	E_0A_k
160	1,01	1,015	< 0,50	E_0D_k	< 0,40	E_0D_k	< 0,35	E_0D_k
			0,50 ÷ 0,95	C_0C_k	0,40 ÷ 0,80	C_0C_k	0,35 ÷ 0,65	C_0C_k
	$\geq 0,95$	E_0A_k	$\geq 0,80$	E_0A_k	$\geq 0,65$	E_0A_k		
	1,02	1,03	< 0,45	E_0D_k	< 0,35	E_0D_k	< 0,30	E_0D_k
0,45 ÷ 0,85			C_0C_k	0,35 ÷ 0,70	C_0C_k	0,30 ÷ 0,60	C_0C_k	
250	1,01	1,015	< 0,50	E_0D_k	< 0,40	E_0D_k	< 0,35	E_0D_k
			0,50 ÷ 0,95	C_0C_k	0,40 ÷ 0,80	C_0C_k	0,35 ÷ 0,70	C_0C_k
250	1,02	1,03	$\geq 0,95$	E_0A_k	$\geq 0,80$	E_0A_k	$\geq 0,70$	E_0A_k
			< 0,45	A_0D_k	< 0,35	E_0D_k	< 0,30	E_0D_k
250	1,02	1,03	0,45 ÷ 0,85	C_0C_k	0,35 ÷ 0,70	C_0C_k	0,30 ÷ 0,60	C_0C_k
			$\geq 0,85$	E_0A_k	$\geq 0,70$	E_0A_k	$\geq 0,6$	E_0A_k
400	1,01	1,015	< 0,55	E_0D_k	< 0,40	E_0D_k	< 0,35	E_0D_k
			0,50 ÷ 0,95	C_0C_k	0,40 ÷ 0,80	C_0C_k	0,35 ÷ 0,70	C_0C_k
	$\geq 0,95$	E_0A_k	$\geq 0,80$	E_0A_k	$\geq 0,70$	E_0A_k		
	1,02	1,03	< 0,45	A_0D_k	< 0,40	E_0D_k	< 0,30	E_0D_k
0,45 ÷ 0,85			C_0C_k	0,40 ÷ 0,70	C_0C_k	0,30 ÷ 0,60	C_0C_k	
400	1,02	1,03	$\geq 0,85$	E_0A_k	$\geq 0,69$	E_0A_k	$\geq 0,60$	E_0A_k
			< 0,60	E_0D_k	< 0,45	E_0D_k	< 0,35	E_0D_k
630	1,01	1,015	0,60 ÷ 0,95	C_0C_k	0,45 ÷ 0,80	C_0C_k	0,35 ÷ 0,65	C_0C_k
			$\geq 0,95$	E_0A_k	$\geq 0,80$	E_0A_k	$\geq 0,65$	E_0A_k
630	1,02	1,03	< 0,50	E_0D_k	< 0,40	E_0D_k	< 0,35	E_0D_k
			0,50 ÷ 0,85	C_0C_k	0,40 ÷ 0,70	C_0C_k	0,35 ÷ 0,60	C_0C_k
630	1,02	1,03	$\geq 0,85$	E_0A_k	$\geq 0,70$	E_0A_k	$\geq 0,60$	E_0A_k



Podsumowanie

Na podstawie otrzymanych wyników można sformułować następujące wnioski:

- 1) Przy doborze transformatorów instalowanych w sieciach rozdzielczych należy uwzględnić wzrost obciążenia i ilości transformowanej energii. Można w tym celu wykorzystać kryterium minimum jednostkowych równoważnych strat energii lub minimum jednostkowych równoważnych kosztów transformacji.
- 2) Optymalny zakres obciążenia transformatora zależy głównie od czasu użytkowania mocy szczytowej oraz współczynników rocznego przyrostu obciążenia i ilości transformowanej energii



Podsumowanie

- 3) Poszukiwanie obciążenia dla transformatora o danej mocy znamionowej, przy którym występuje minimum funkcji celu określonego kryterium optymalności nie ma praktycznego sensu.
- 4) Przy krótkich czasach użytkowania mocy szczytowej o doborze transformatorów decyduje dopuszczalny stopień przeciążenia transformatorów. Ogranicza to zakres stosowania kryterium minimum jednostkowych równoważnych kosztów transformacji do sieci, w których czas użytkowania mocy szczytowej jest długi. Wynika to z relacji stałych kosztów eksploatacji transformatorów do kosztów strat mocy i energii.



Dziękuję za uwagę