

8. Kompensacja mocy biernej indukcyjnej

Większość odbiorników prądu przemiennego pobiera z sieci elektroenergetycznej lub innych źródeł zasilających energię czynną i bierną. Energia czynna jest przetwarzana na pracę użyteczną i ciepło strat. Natomiast energia bierna nie wykonuje żadnej pracy choć warunkuje działanie szeregu odbiorników energii elektrycznej.

Miarą składowej biernej prądu jest współczynnik mocy $\cos\varphi$, często wyrażany również jako $\operatorname{tg}\varphi$, podawany w warunkach technicznych przyłączenia do sieci elektroenergetycznej, taryfie za energię elektryczną i innych dokumentach stosowanych w energetyce zawodowej. Podaną wartość współczynnika mocy $\operatorname{tg}\varphi$ można przeliczyć na wartość $\cos\varphi$, korzystając ze wzoru:

$$\cos\varphi = \frac{1}{\sqrt{\operatorname{tg}^2\varphi + 1}} \quad (8.1)$$

Praca odbiorników przy małej wartości współczynnika mocy $\cos\varphi$ powoduje zwiększony pobór prądów roboczych w stosunku do pracy przy tej samej mocy czynnej i współczynniku mocy bliskim jedności.

Niski współczynnik mocy powoduje szereg skutków ujemnych:

- konieczność instalowania urządzeń wytwórczych i przetwórczych o większych mocach znamionowych,
- konieczność stosowania aparatów o większych prądach znamionowych oraz większych dopuszczalnych prądach zwarciovych,
- konieczność stosowania przewodów o większych przekrojach,
- zmniejsza przepustowość sieci zasilających,
- zwiększa straty energii czynnej w transformatorach, sieciach oraz instalacjach odbiorczych,
- zwiększa spadki napięć w transformatorach i liniach zasilających.

W instalacjach elektrycznych budynków mieszkalnych współczynnik mocy $\cos\varphi$ jest bliski jedności. Natomiast w budynkach użyteczności publicznej jego wartość może być znacznie mniejsza od jedności. Podobna sytuacja może zachodzić, gdy w budynkach mieszkalnych zostaną zlokalizowane punkty usługowe lub warsztaty wyposażone w silniki lub inne odbiorniki o małym znamionowym współczynniku mocy $\cos\varphi$ *).

Silnik elektryczny lub transformator pobiera moc bierną na magnesowanie, równą praktycznie mocy pozornej przy pracy jałowej oraz na pokrycie strat mocy biernej przy obciążeniu.

Moc ta może zostać określona poniższym wzorem:

$$Q_{\text{obc}} = 3 \cdot I_{\text{obc}}^2 (X_1 + X_2) \quad (8.2)$$

gdzie:

- I_{obc} – prąd obciążenia silnika lub transformatora, w [A]
 X_1, X_2 – reaktancje uzwojeń pierwotnego i wtórnego, w [Ω].

Schemat zastępczy transformatora oraz silnika elektrycznego, na którym oznaczono rozptywy prądów przedstawia **rysunek 8.1**.

Przepływ energii biernej od źródła zasilania do odbiornika powoduje dodatkowe zużycie energii elektrycznej wskutek strat.

W celu zmniejszenia tych strat należy dążyć do ograniczenia poboru mocy i energii biernej do wartości niezbędnych na magnesowanie i pokrycie strat w warunkach znamionowych.

Zasada kompensacji mocy biernej została przedstawiona **na rysunku 8.2**.

*) $\operatorname{tg}\varphi = \sqrt{\frac{1}{\cos^2\varphi} - 1}$

Moc urządzeń kompensujących należy wyznaczyć ze wzoru:

$$Q_{bk} = P(\operatorname{tg}\varphi_n - \operatorname{tg}\varphi_{dop}) \quad (8.3)$$

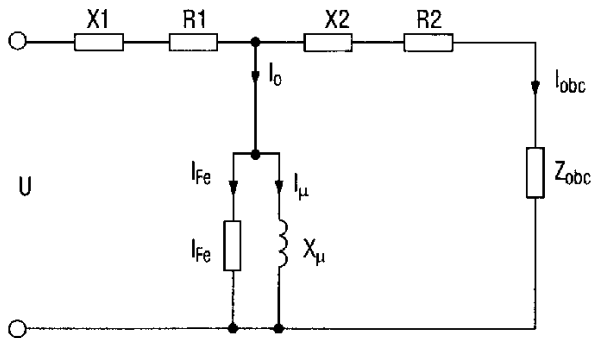
gdzie:

P – moc czynna odbiorników, w [kW]

$\operatorname{tg}\varphi_n$ – naturalny współczynnik mocy (przed kompensacją), w [-]

$\operatorname{tg}\varphi_{dop}$ – wymagany przez dostawcę energii współczynnik mocy, w [-]

Q_{bk} – wymagana moc urządzeń kompensujących, w [kvar].



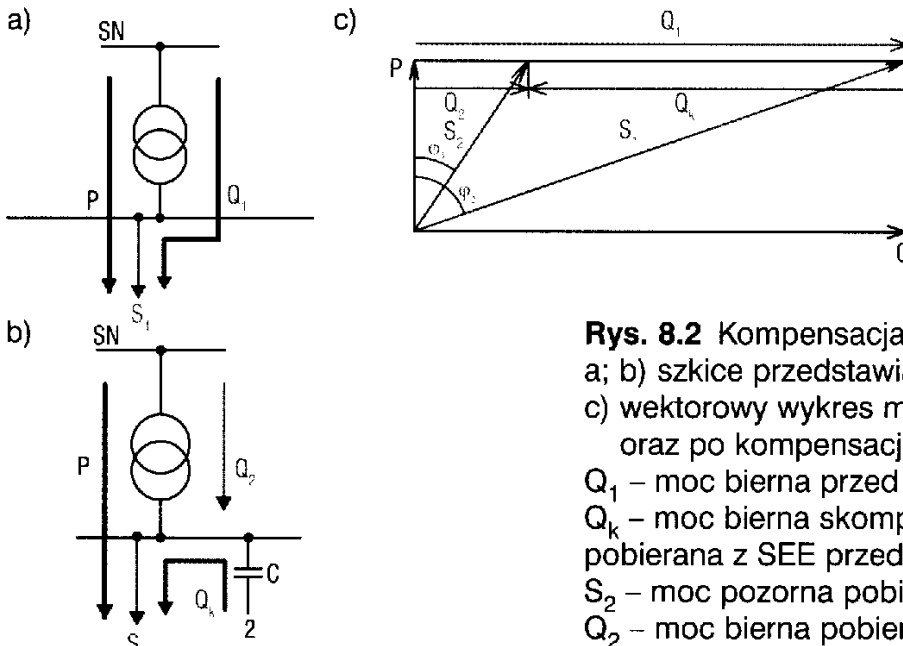
Rys. 8.1 Schemat zastępczy transformatora oraz silnika [17]:

I_{μ} – prąd magnesowania; I_o – prąd pracy jałowej;

X_1, R_1, X_2, R_2 – rezystancja i reaktancja uzwojenia pierwotnego i wtórnego;

Z_{obc} – impedancja obciążenia, dla silników;

$Z_{obc} = R_2(1 - s)/s$; s – poślizg; I_{obc} – prąd obciążenia



Rys. 8.2 Kompensacja mocy bierniej Q [17]:

a; b) szkice przedstawiające zasadę kompensacji;

c) wektorowy wykres mocy przed kompensacją Q_1 oraz po kompensacji Q_2 ,

Q_1 – moc bierna przed kompensacją, P – moc czynna,

Q_k – moc bierna skompensowana, S_1 – moc pozorną pobieraną z SEE przed kompensacją,

S_2 – moc pozorną pobieraną z SEE po kompensacji,

Q_2 – moc bierna pobierana z SEE po kompensacji

Zgodnie z Rozporządzeniem Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego [DzU Nr 93/2007, poz. 623], dopuszczalny pobór mocy bierniej z systemu elektroenergetycznego określony jest przez podanie wartości współczynnika mocy $\operatorname{tg}\varphi_{dop}$, która nie może być większa niż 0,4. Rozporządzenie to jednocześnie dopuszcza, w uzasadnionych przypadkach, możliwość żądania przez spółki dystrybucyjne wartości mniejszej od 0,4 (w praktyce wartość ta nie jest mniejsza niż 0,2).

Przekroczenie wartości dopuszczalnej współczynnika $\operatorname{tg}\varphi$ powoduje naliczanie dodatkowych opłat za pobór ponadnormatywnej mocy bierniej określonych w taryfie dla energii elektrycznej zatwierdzonej przez prezesa URE. W celu zmniejszenia poboru mocy bierniej indukcyjnej z systemu elektroenergetycznego stosuje się jej kompensację polegającą na instalowaniu baterii kondensatorów statycznych (rys. 8.2).

Dobrana moc baterii do kompensacji mocy bierniej indukcyjnej nie może spowodować przekompensowania, które objawi się ujemną wartością współczynnika $\operatorname{tg}\varphi_k$.

Sprawdzenie uzyskanej wskutek kompensacji, wartości współczynnika $\operatorname{tg}\varphi_k$ należy wykonać korzystając ze wzoru:

$$0 \leq \operatorname{tg} \varphi_k = \frac{Q_z - Q_k}{P_z} \leq \operatorname{tg} \varphi_{\text{dop}} \quad (8.4)$$

gdzie:

P_z – moc czynna zapotrzebowana przez odbiorniki, w [kW],

Q_z – moc bierna zapotrzebowana przez odbiorniki, w [kvar],

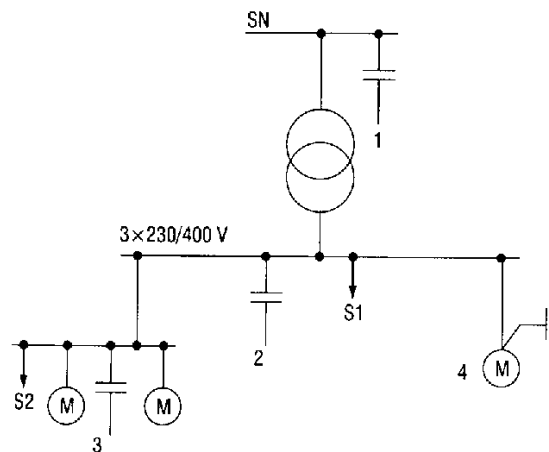
Q_k – moc baterii kondensatorów przeznaczonych do kompensacji mocy biernej, w [kvar],

$\operatorname{tg} \varphi_k$ – współczynnik mocy uzyskany po wprowadzeniu kompensacji, w [-].

Ujemna wartość współczynnika mocy $\operatorname{tg} \varphi_k$ świadczy o przekompensowaniu, które jest szkodliwe dla zasilanych urządzeń oraz sieci zasilającej i powoduje wskazanie licznika mocy biernej oddanej do sieci. Za wprowadzanie do sieci mocy biernej pojemnościowej, zgodnie z taryfą dla energii elektrycznej, ponosi się dodatkowe opłaty.

W zależności od sposobu kompensacji rozróżnia się jej trzy rodzaje (**rys. 8.3**):

- kompensacja indywidualna,
- kompensacja grupowa,
- kompensacja centralna.



Rys. 8.3 Różne sposoby kompensacji mocy biernej indukcyjnej [124]:

1) po stronie średniego napięcia; 2) centralna; 3) grupowa; 4) indywidualna; S1 i S2 – moc pozorna

Kompensacja indywidualna polega na instalowaniu indywidualnych baterii kondensatorów przy odbiorniku. Jest ona stosowana tylko w przypadku nieregularnie pracujących odbiorników o mocy nie przekraczającej 30 kW. Przy projektowaniu tego typu kompensacji należy pamiętać, by moc dobranych baterii nie przekraczała 75% mocy biegu jałowego. W przypadku silników indukcyjnych należy spełnić następującą zależność [124]:

$$Q_k \leq 0,75 Q_0 \quad (8.5)$$

gdzie:

$$Q_0 = \frac{P_n}{\eta} \left(\sin \varphi_n - \frac{\cos \varphi_n}{2k_{Mr}} \right) - \text{moc bierna biegu jałowego silnika, w [kvar]} \quad (8.6)$$

$$k_{Mr} = \frac{M_{\max}}{M_n} - \text{współczynnik momentu silnika, w [-]} \quad (8.7)$$

Współczynnik mocy biernej po kompensacji należy określić z poniższego wzoru [124]:

$$\operatorname{tg} \varphi_k = \operatorname{tg} \varphi_n - \eta \frac{Q_k}{P_n} \quad (8.8)$$

gdzie:

P_n – moc znamionowa silnika, w [kW]

$\operatorname{tg}\varphi_n$ – znamionowy współczynnik mocy silnika, w [-]

η – sprawność silnika, [-]

Q_k – moc baterii kondensatorów zastosowanych do kompensacji, w [kvar].

Nieprzekraczanie 75% mocy biernej biegu jałowego pozwala na unikanie zjawiska samowzbudzenia silnika.

Bardzo istotnym elementem jest właściwy dobór przewodów łączących baterię kondensatorów z silnikiem oraz sposób jego zabezpieczenia. Prąd znamionowy baterii kondensatorów należy wyznaczyć z poniższego wzoru:

$$I_{Bk} = \frac{Q_k}{\sqrt{3} \cdot U_n} \quad (8.9)$$

Przewody łączące baterie z silnikiem muszą spełniać warunek długotrwałej obciążalności prądowej:

$$I_z \geq k_1 \cdot I_{Bk} \quad (8.10)$$

gdzie:

k_1 – współczynnik zależny od zastosowanego zabezpieczenia (**patrz tabela 8.1**).

Przykład 8.1.

Dobrać kondensator do kompensacji indywidualnej trójfazowego silnika klatkowego o następujących parametrach: $P_n = 4,5$ kW; $\eta = 0,85$; $\cos\varphi_n = 0,9$; $M_{\max}/M_n = 2,7$; $I_r/I_n = 7$:

$$Q_o = \frac{P_n}{\eta} (\sin\varphi_n - \frac{\cos\varphi_n}{2 \cdot k_{Mr}}) = \frac{4,5}{0,85} (0,44 - \frac{0,90}{2 \cdot 2,7}) = 1,37$$

$$k_{Mr} = \frac{M_{\max}}{M_n} = 2,7$$

$$Q_k \leq 0,75 \cdot Q_o = 0,75 \cdot 1,37 = 1,03 \text{ kvar}$$

Z katalogu dobieramy kondensator trójfazowy wewnętrznie skojarzony w trójkąt o mocy $Q = 1$ kvar i napięciu $U_n = 400$ V.

Współczynnik $\operatorname{tg}\varphi_k$ po kompensacji obliczamy ze wzoru:

$$\operatorname{tg}\varphi_n = \sqrt{\frac{1}{\cos^2\varphi_n} - 1} = \sqrt{\frac{1}{0,9^2} - 1} = 0,48$$

$$\operatorname{tg}\varphi_k = \operatorname{tg}\varphi_n - \eta \cdot \frac{Q_k}{P_n} = 0,48 - 0,85 \cdot \frac{1}{4,5} = 0,29 < 0,4$$

W przypadku, gdy występuje grupa jednocześnie pracujących silników stosuje się kompensację grupową. W praktyce ten rodzaj kompensacji ma zastosowanie w zakładach przemysłowych, w których występuje rozległa sieć zasilająca.

Częstym błędem popełnianym przez projektantów przy kompensacji grupowej jest równomierny podział mocy baterii przeznaczonych do kompensacji na poszczególne rozdzielnice w celu zachowania we wszystkich rozdzielnicach oddziałowych jednakowej wartości współczynnika mocy $\cos\varphi$.

Tak zaprojektowana kompensacja może okazać się mało skuteczna i generować znacznie większe straty mocy.

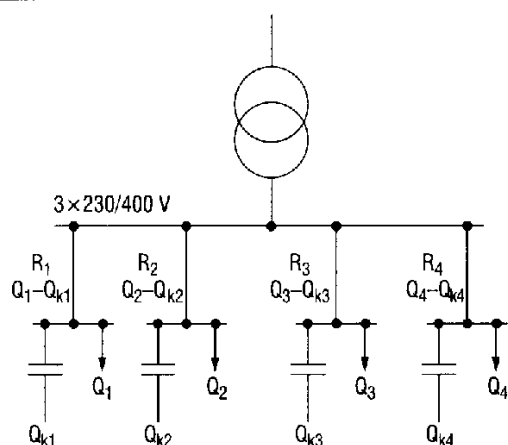
Przykład 8.2

Z rozdzielnicy głównej zasilane są cztery rozdzielnice rozległego obiektu użyteczności publicznej w układzie przedstawionym na **rysunku P.8.1**. Należy rozdzielić baterie kondensatorów w taki sposób, by w rozdzielnicy głównej uzyskać współczynnik mocy $\cos\varphi = 0,93$ ($\operatorname{tg}\varphi_d = 0,4$); $P_z = 180$ kW; $Q_z = 193,5$ kvar.

Parametry poszczególnych linii zasilających oraz ich obciążenia przedstawia **tabela P.8.2.1**.

Tabela P.8.2.1 Parametry linii zasilających oraz ich obciążenia

Nr promienia linii $i \in (1 \div 4)$	1	2	3	4
Długość linii L , w [m]	150	100	120	60
Przekrój przewodu S_p , w [mm ²]	16	25	35	35
Rezystancja linii, w [Ω] $R_i = \frac{L_i}{\gamma \cdot S_i}$; $\gamma = 55 \text{ [m}/(\Omega \cdot \text{mm}^2)]$	0,170	0,073	0,052	0,03
Pobierana moc czynna P_{z_i} , w [kW]	30,0	35,0	45,0	70,0
$\cos \varphi_n$, w [-]	0,70	0,60	0,72	0,68
Pobierana moc bierna Q_{z_i} , w [kvar]	30,0	46,5	42,0	75,0



Rys. P.8.2.1 Schemat kompensacji grupowej do przykładu 8.2

W celu uzyskania wymaganej wartości współczynnika mocy konieczna jest kompensacja z wykorzystaniem baterii kondensatorów o łącznej mocy:

$$P_z = P_{z_1} + P_{z_2} + P_{z_3} + P_{z_4} = 30 + 35 + 45 + 70 = 180 \text{ kW}$$

$$Q_z = Q_{z_1} + Q_{z_2} + Q_{z_3} + Q_{z_4} = 30 + 46,5 + 42 + 75 = 193,5 \text{ kW}$$

$$\text{tg} \varphi_n = \frac{Q_z}{P_z} = \frac{193,5}{180} = 1,075$$

$$\cos \varphi_n = \frac{1}{\sqrt{\text{tg}^2 \varphi_n + 1}} = \frac{1}{\sqrt{1,075^2 + 1}} = 0,68$$

$$\text{tg} \varphi_k = \sqrt{\frac{1}{\cos^2 \varphi_k} - 1} = \sqrt{\frac{1}{0,93^2} - 1} = 0,395$$

$$Q_k = P_z (\text{tg} \varphi_n - \text{tg} \varphi_k) = 180(1,075 - 0,395) = 122,40 \text{ kvar}$$

Moc poszczególnych baterii należy wyznaczyć z następującego wzoru [124]:

$$Q_{ki} = Q_{zi} - (Q_z - Q_k) \frac{R}{R_i}$$

gdzie:

Q_{zi} – moc bierna przed kompensacją płynącą przez poszczególne rozdzielnice, w [kvar]

R_i – rezystancja poszczególnych linii zasilających, w [Ω]

R – wypadkowa rezystancja wszystkich linii zasilających określona na podstawie poniższego wzoru [124]:

$$\frac{1}{R} = \sum_{i=1}^4 \frac{1}{R_i} = \frac{1}{0,170} + \frac{1}{0,073} + \frac{1}{0,052} + \frac{1}{0,030} = 72,14 \frac{1}{\Omega} \Rightarrow R = 0,0139 \Omega$$

$$R \approx 0,0139 \Omega$$

$$Q_{z1} = Q_1 - (Q_z - Q_k) \frac{R}{R_1} = 30 - (193,50 - 122,40) \frac{0,0139}{0,17} = 24,19 \text{ kvar}$$

$$Q_{z2} = Q_2 - (Q_z - Q_k) \frac{R}{R_2} = 46,50 - (193,50 - 122,40) \frac{0,0139}{0,073} = 32,96 \text{ kvar}$$

$$Q_{z3} = Q_3 - (Q_z - Q_k) \frac{R}{R_3} = 42 - (193,50 - 122,40) \frac{0,0139}{0,052} = 22,99 \text{ kvar}$$

$$Q_{z4} = Q_4 - (Q_z - Q_k) \frac{R}{R_4} = 75 - (193,50 - 122,40) \frac{0,0139}{0,30} = 71,70 \text{ kvar}$$

Na podstawie powyższych obliczeń należy przyjąć baterie, które pozwolą na uzyskanie następujących współczynników $\text{tg}\varphi_{pk}$ w poszczególnych rozdzielnicach oddziałowych:

$$1. \text{ BK-T-95 } 10 \times 2,5 \Rightarrow \text{tg}\varphi_{pk1} = \frac{Q_{z1} - Q_{k1}}{P_1} = \frac{30 - 25}{30} \approx 0,17 < 0,40$$

$$2. \text{ BK-T-95 } 7 \times 5 \Rightarrow \text{tg}\varphi_{pk2} = \frac{Q_{z2} - Q_{k2}}{P_2} = \frac{46,5 - 35}{35} \approx 0,33 < 0,40$$

$$3. \text{ BK-T-95 } 10 \times 2,5 \Rightarrow \text{tg}\varphi_{pk3} = \frac{Q_{z3} - Q_{k3}}{P_3} = \frac{42 - 25}{45} \approx 0,38 < 0,40$$

$$4. \text{ BK-T-95 } 10 \times 7,5 \Rightarrow \text{tg}\varphi_{pk4} = \frac{Q_{z4} - Q_{k4}}{P_4} = \frac{75 - 75}{70} = 0$$

Uwaga!

Baterie zostały dobrane na podstawie kart katalogowych firmy Twelve Electric Warszawa.

Straty mocy wywołane przepływem mocy biernej po wprowadzeniu kompensacji wyniosą [124]:

$$\Delta P_q = \sum_{i=1}^4 \frac{(Q_{zi} - Q_{ki})}{U_n^2} \cdot R_i = \left(\frac{5 \cdot 0,17 + 11,5 \cdot 0,073 + 17 \cdot 0,052 + 0}{400^2} \right) \approx 2,57 \text{ kW}$$

gdzie:

Q_{zi} – moc bierna zapotrzebowana, w [kvar] – **tabela P.8.2.1**

Q_{ki} – moc przyjętej baterii, w [kvar]

$\text{tg}\varphi_{pk}$ – współczynnik mocy po wprowadzonej kompensacji, w [-].

Znacznie lepszą i często stosowaną w praktyce jest kompensacja centralna, w której baterie kondensatorów są instalowane w rozdzielnicach głównej stacji transformatorowej SN/nN. W takim przypadku baterie przeznaczone do kompensacji mocy biernej przyłącza się do szyn głównych rozdzielnic nN. Schemat układu kompensacji centralnej przedstawiają **rysunki 8.2** oraz **8.3**).

Przy doborze baterii kondensatorów w układach kompensacji mocy istotna jest również znajomość wartości mocy zwarciowej S_{kQ}'' występującej w miejscu ich przyłączenia. Wartość tej mocy można obliczyć ze **wzoru (5.2.1)**. Jest ona niezbędna do sprawdzenia czy przy dobranej mocy baterii kondensatorów nie wystąpi rezonans na wyższych harmonicznym.

W tym celu należy posłużyć się poniższym wzorem [124]:

$$n = \sqrt{\frac{S_{kQ}''}{Q_k}} \quad (8.11)$$

Jeżeli obliczona wartość n jest zbliżona do całkowitej liczby 3, 5, 7 itd.*). Należy zastosować dla-
wki odstrajające o wartości 5%, 7% lub 11% wartości Q_k lub zmniejszyć moc baterii i powtórnie
sprawdzić czy występuje rezonans.

Moc dobranych baterii musi również spełniać warunek dopuszczanego spadku napięcia po-
wszechnie przyjmowany jako 2%. Wówczas warunek dopuszczalnego spadku napięcia można wy-
znaczyć **wzorem (8.12)** [124]:

$$Q_k \leq 0,02 S_{kQ}'' \quad (8.12)$$

Kolejnym krokiem jest dobór przewodów łączących baterie z szynami rozdzielnic niskiego napięcia.

Z przewodami łączącymi związany jest obór zabezpieczenia głównego baterii kondensatorów.
Prąd znamionowy zabezpieczenia powinien być krotnością prądu znamionowego baterii konden-
satorów wyrażony poprzez współczynnik k_1 , przyjęty z **tabeli 8.1**:

Tabela 8.1 Wartości współczynnika k_1

Lp.	k_1	rodzaj łącznika lub zabezpieczenia
1	1,4	dla łączników samoczynnych (np. wyłączników nadprądowych, styczników itp.)
2	2,0–3,0	dla wkładek bezpiecznikowych o charakterystyce gF
3	1,3–1,6	dla wkładek bezpiecznikowych o charakterystyce gG
4	1,4	dla przewodów

Uwaga!

Zasady obliczania mocy zwarciowej S_{kQ}'' zostały opisane w **rozdziale 5.**, natomiast zasady do-
boru przewodów w **rozdziale 6.**

Prąd obciążenia I_{Bk} baterii kondensatorów wyznacza się ze **wzoru (8.9)**.

Zasady przyłączania baterii kondensatorów do stacji transformatorowych pracujących z automatyką SZR)**

W poprzednim punkcie zostały opisane ogólne zasady kompensacji mocy biernej indukcyjnej.
W tym punkcie przedstawione zostaną zasady przyłączania baterii kondensatorów do kompensa-
cji mocy biernej indukcyjnej w stacjach wyposażonych w automatykę SZR.

Schemat układu kompensacji centralnej przedstawia **rysunek 8.3**. W przypadku gdy stacja
jest stacją dwu transformatorową należy dobrać baterie do kompensacji w warunkach normal-
nych oraz przy załączonej rezerwie. Jeżeli automatyka SZR wykonywana jest w układzie rezer-
wy jawnej, sposób przyłączenia baterii oraz ich moc jest niezmienna w warunkach normalnych
oraz w warunkach załączonej rezerwy. Problemy pojawiają się w przypadku, gdy automatyka SZR
zaprojektowana jest w układzie rezerwy ukrytej.

Sposoby włączenia regulatorów mocy biernej w zależności od rodzaju zastosowanej automa-
tyki SZR w stacji dwutransformatorowej przedstawia **rysunek 8.4**.

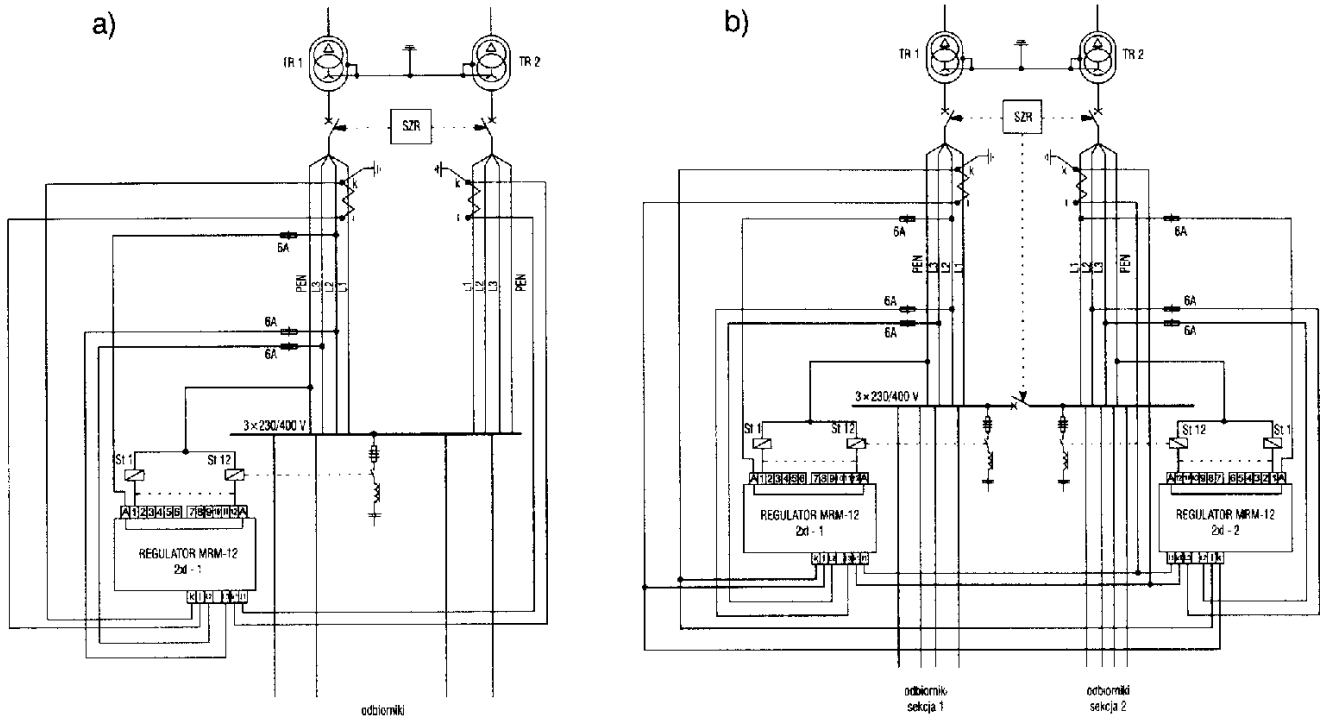
W przypadku zastosowania regulatora MRM-12 2×1-2, produkcji firmy Twelve Electric, który posia-
da dwa wejścia prądowe (jedno z nich posiada priorytet w stosunku do drugiego), uaktywnienie wła-
ściwego wejścia następuje automatycznie w zależności od konfiguracji połączeń stacji zasilającej.

W przypadku rezerwy ukrytej dobór baterii należy przeprowadzić dla każdej sekcji osobno
i dokonać sprawdzenia wymaganego poziomu kompensacji przy załączonej rezerwie. W przypad-
ku załączanej rezerwy, pełne obciążenie przejmuje jeden z transformatorów. W takim przypadku
ulega zmianie rozplływ mocy biernej. Należy zatem dokładnie przeanalizować zapotrzebowanie
mocy biernej oraz możliwość jej skompensowania przy każdej możliwej konfiguracji zasilania.

*) Wartości, przy których może wystąpić rezonans należy obliczyć ze wzoru ogólnego: $(2n-1)$ przy założeniu,
że $n \in \mathbb{N} \setminus \{1\}$.

**) Opracowanie na podstawie materiałów firmy Twelve Electric Warszawa.

W przypadku stacji jednotransformatorowej schemat przyłączenia baterii kondensatorów oraz regulatora przedstawia **rysunek 8.5**.

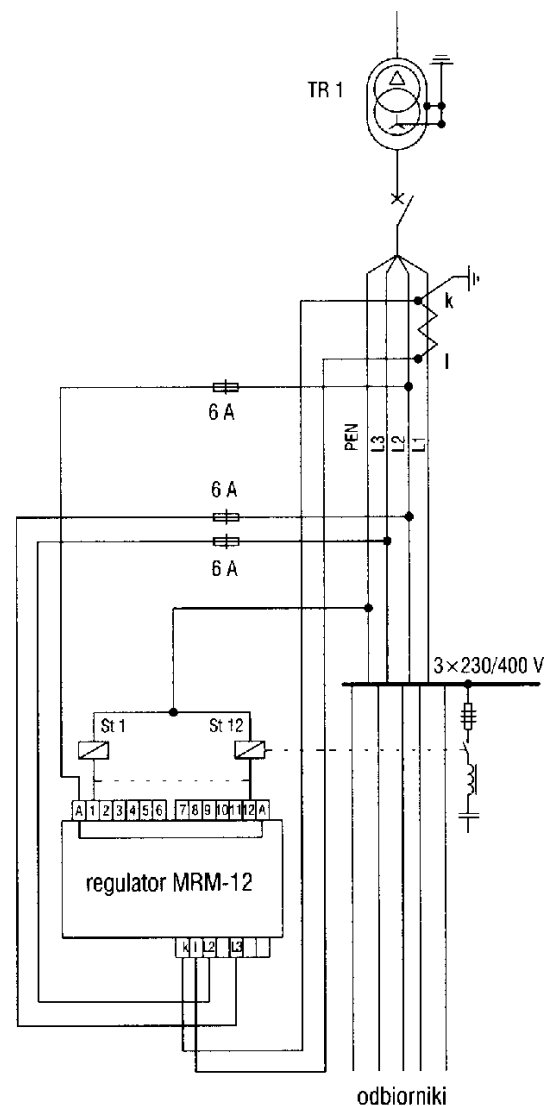


Rys. 8.4 Sposób przyłączenia baterii oraz regulatora mocy biernej w:
 a) stacji dwutransformatorowej w układzie rezerwy jawnej z regulatorem MRM-12c/2x1-1;
 b) stacji dwutransformatorowej w układzie rezerwy ukrytej z regulatorem MRM-12c/2x1-2*)

Dobór przewodów, zabezpieczeń oraz przekładników prądowych współpracujących z regulatorem baterii kondensatorów należy wykonywać na ogólnych zasadach opisanych w treści poradnika.

Uwaga!

Zastosowanie materiałów innego producenta wymaga od projektanta przeanalizowania DTR baterii i regulatora. Przedstawiona idea jest taka sama, ale sposób przyłączenia regulatora może być inny.



Rys. 8.5 Sposób przyłączenia baterii kondensatorów oraz regulatora w stacji jednotransformatorowej SN/nN*)

*) Rysunek ten został zamieszczony również na płycie CD dołączonej do poradnika.

Przykład 8.3

Obiekt użyteczności publicznej zasilany jest z dwutransformatorowej stacji SN/nN (SO I) wyposażonej w układ ukrytej automatyki SZR.

Obciążenie poszczególnych rozdzielnic zasilanych ze stacji przedstawia **tabela P.8.3.1**.

Tab. P.8.3.1 Moce zapotrzebowane przez poszczególne rozdzielnice zasilane z głównej stacji transformatorowej SN/nN

Rozdzielnica	P_o [kW]	Q_o [kvar]
RO I	79,43	6,51
RO II	27,33	36,90
RO III	49,70	67,60
RBI	13,00	7,80
RBII	11,70	8,25
RBIII	13,80	10,65
Rośw. I	1,152	0,864
Rośw. II	0,576	0,432
Rośw. III	0,432	0,324
Rośw. zew	2,40	1,80
RPW	2,00	–

$$\operatorname{tg}\varphi_{\text{dop}} \leq 0,4 \quad (\cos\varphi_{\text{dop}} \leq 0,93), \text{ zgodnie z [134]**)}$$

Opis techniczny

W rozdzielni głównej stacji transformatorowej SN/nN można zainstalować baterię kondensatorów statycznych BK-T-95/Hr 12×7,5 produkcji firmy Twelve Electric. Schemat stacji SO I z układem kompensacji mocy biernej przedstawia **rysunek P.8.3.1**. Schemat przyłączenia baterii przedstawia **rysunek P.8.3.2**. Bateria będzie sterowana regulatorem MRM 12c/2×I-1.

W polach dopływowych należy zainstalować analizatory parametrów sieci typu AS-3 mini/5A, które umożliwią prowadzenie analizy jakości energii dostarczanej z sieci elektroenergetycznej. Sposób przyłączenia analizatorów przedstawia **rysunek P.8.3.1**.

Obliczenia

a) dobór baterii kondensatorów do kompensacji mocy biernej indukcyjnej przy zasilaniu z jednego transformatora (załączona rezerwa)

$$P_{zc} = \sum_1^{11} P_i = (P_{ROI} + P_{ROII} + P_{ROIII}) + P_{oswI} + P_{oswII} + P_{oswIII} + P_{RBI} + P_{RBII} + P_{RBIII} + P_{osw_zew} + P_{RPW}$$

$$Q_{zc} = \sum_1^{11} Q_i = (Q_{ROI} + Q_{ROII} + Q_{ROIII}) + Q_{oswI} + Q_{oswII} + Q_{oswIII} + Q_{RBI} + Q_{RBII} + Q_{RBIII} + Q_{osw_zew} + Q_{RPW}$$

$$P_{zc} = 156,46 + 1,152 + 0,576 + 0,432 + 13,000 + 11,700 + 13,800 + 2,400 + 2,00 = 201,52 \text{ kW}$$

$$Q_{zc} = 111,01 + 0,864 + 0,432 + 0,324 + 7,800 + 8,250 + 10,650 + 1,8 + 0 = 141,13 \text{ kvar}$$

$$\operatorname{tg}\varphi_n = \frac{Q_{zc}}{P_{zc}} = \frac{141,130}{201,52} \approx 0,70$$

$$Q_{bkc} = P_{zc} \cdot (\operatorname{tg}\varphi_n - \operatorname{tg}\varphi_{\text{dop}} + 0,1) = 201,52 \cdot (0,70 - 0,40 + 0,1) \cong 80,61 \text{ kvar}^{**})$$

Na podstawie powyższych obliczeń należy wstępnie przyjąć moc baterii $Q_{bkc} = 90$ kvar, do kompensacji indukcyjnej mocy biernej.

*) Spółki dystrybucyjne w uzależnionych przypadkach mogą żądać mniejszej wartości $\operatorname{tg}\varphi_{\text{dop}}$ od podanej w rozporządzeniu [134].

***) Wzór empiryczny podany przez firmę Twelve Electric Warszawa.

Wartość wskaźnika mocy oraz moc zapotrzebowana przez SO I przy kompensacji:

$$S_{zc} = \sqrt{P_{zc}^2 + (Q_{zc} - Q_{bk})^2} = \sqrt{201,5^2 + (141,13 - 90)^2} = 207,91 \text{ kVA}$$

$$\text{tg}\varphi_{pkc} = \frac{Q_{zc} - Q_{kc}}{P_{zc}} = \frac{141,13 - 90,00}{201,5} \approx 0,25$$

gdzie:

Q_{bk} – wymagana moc baterii, w [kvar]

$\text{tg}\varphi_n$ – naturalny wskaźnik mocy, w [-]

$\text{tg}\varphi_{pkc}$ – wskaźnik mocy przy kompensacji, w [-]

Q_{bk} – przyjęta moc baterii kondensatorów, w [kvar]

P_{zc} – moc czynna zapotrzebowana przez odbiorniki zasilane ze stacji SO I, w [kW]

Q_{zc} – moc bierna zapotrzebowana przez odbiorniki zasilane ze stacji SO I, w [kvar].

Uwaga!

Następnym krokiem jest wyznaczenie wymaganej mocy baterii kondensatorów w warunkach normalnej pracy, tj. zasilanie każdej z sekcji z osobnego transformatora.

b) dobór baterii kondensatorów do kompensacji mocy biernej indukcyjnej – zasilanie jednostronne poszczególnych sekcji:

• sekcja zasilana przez Tr1:

$$P_{zTr1} = \sum_1^4 P_i = P_{ROII} + P_{ROIII} + P_{RBI} + P_{RBII}$$

$$Q_{zTr1} = \sum_1^4 Q_i = Q_{ROII} + Q_{ROIII} + Q_{RBI} + Q_{RBII}$$

$$P_{zTr1} = 27,33 + 49,70 + 13,80 + 11,70 = 102,53 \text{ kW}$$

$$Q_{zTr1} = 36,90 + 67,60 + 7,80 + 8,25 = 120,55 \text{ kvar}$$

$$\text{tg}\varphi_{nTr1} = \frac{Q_{zTr1}}{P_{zTr1}} = \frac{120,55}{102,53} \approx 1,18$$

$$Q_{bkTr1} = P_{zTr1} \cdot (\text{tg}\varphi_n - \text{tg}\varphi_{dop} + 0,1) = 102,53 \cdot (1,18 - 0,40 + 0,1) \cong 90,23 \text{ kvar} = Q_{kc}$$

Wynik obliczeń pozwala wyciągnąć wniosek, że moc przyjętej baterii dla przypadku załączonej rezerwy, pozwoli na utrzymanie wymaganej wartości współczynnika $\text{tg}\varphi_{dop} \leq 0,4$ również w warunkach pracy normalnej, tj. przy zasilaniu sekcji I z transformatora Tr 1.

Po wprowadzeniu kompensacji, wskaźnik mocy oraz moc zapotrzebowana wyniesie:

$$\text{tg}\varphi_{pkTr1} = \frac{Q_{zTr1} - Q_{kc}}{P_{zTr1}} = \frac{120,55 - 90}{102,53} \approx 0,30$$

$$S_{zTr1} = \sqrt{P_{zTr1}^2 + (Q_{zTr1} - Q_{kc})^2} = \sqrt{102,53^2 + (120,55 - 90)^2} = 106,22 \text{ kVA}$$

• sekcja zasilana przez Tr2:

$$P_{zTr2} = \sum_1^7 P_i = P_{ROI} + P_{oswI} + P_{oswII} + P_{oswIII} + P_{RBIII} + P_{osw_zew} + P_{RPW} =$$

$$= 79,430 + 1,152 + 0,576 + 0,432 + 13,800 + 2,400 + 2,000 = 99,79 \text{ kW}$$

$$Q_{zTr2} = \sum_1^7 Q_i = Q_{ROI} + Q_{oswI} + Q_{oswII} + Q_{oswIII} + Q_{RBIII} + Q_{osw_zew} + Q_{RPW} =$$

$$= 6,510 + 0,864 + 0,432 + 0,324 + 10,650 + 1,800 + 0 = 20,58 \text{ kvar}$$

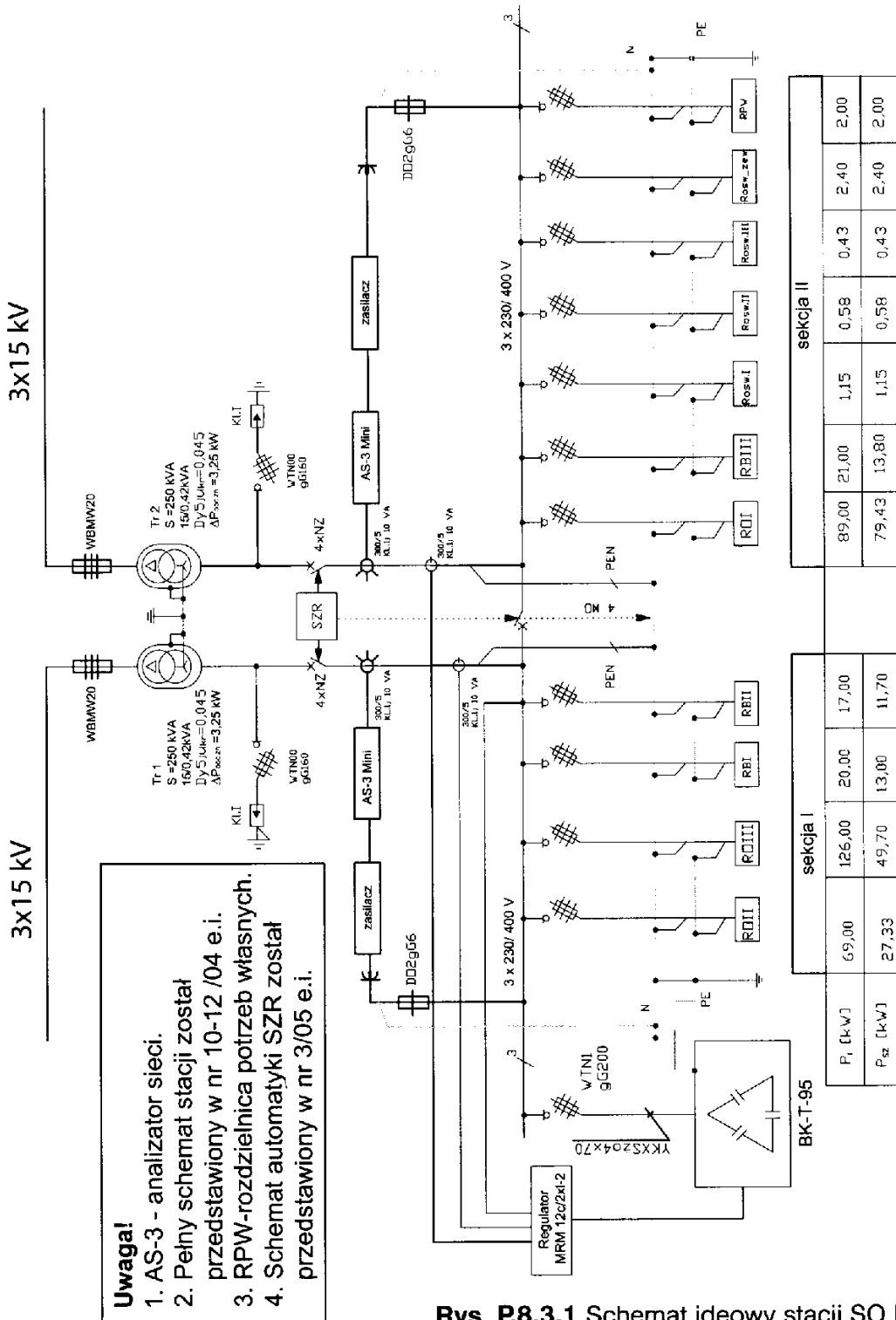
$$\operatorname{tg} \varphi_{nTr2} = \frac{Q_{zTr1}}{P_{zTr1}} = \frac{20,58}{99,79} \approx 0,21 < \operatorname{tg} \varphi_{dop} = 0,4$$

Na podstawie obliczeń należy uznać, że w warunkach pracy normalnej (zasilanie każdej sekcji z osobnego transformatora) sekcja II SO I nie wymaga kompensacji mocy biernej.

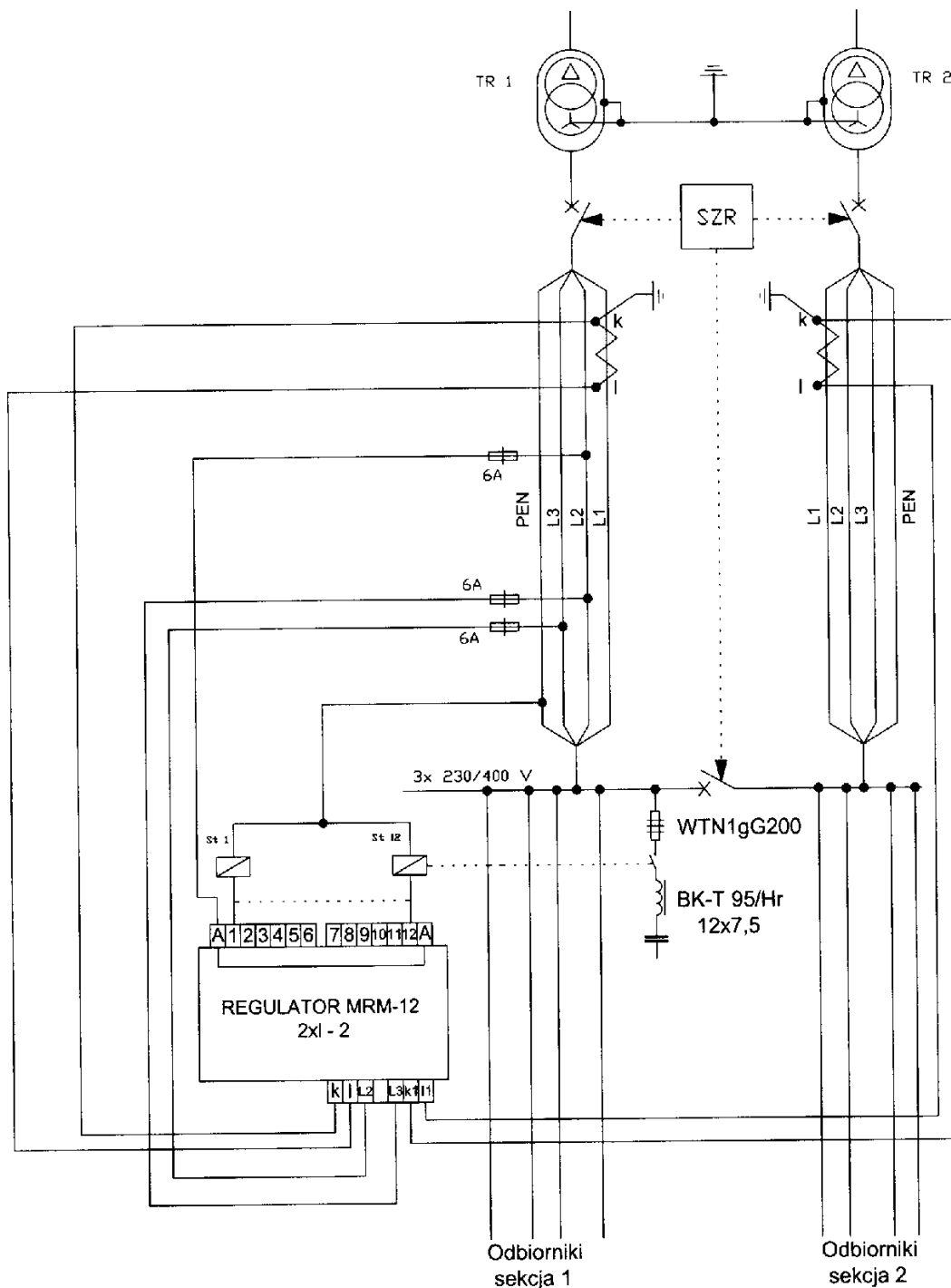
Moc zapotrzebowana:

$$S_{Tr2} = \sqrt{P_{zTr2}^2 + Q_{zTr2}^2} = \sqrt{99,79^2 + 20,58^2} = 101,89 \text{ kVA}$$

Na podstawie katalogu producenta baterii TWELVE ELECTRIC należy dobrać baterie BK-T-95/Hr 12x7,5 kvar z regulatorem MRM 12c/2x1-1. Baterię kondensatorów należy przyłączyć do szyn sekcji I rozdzielnic głównej SO I (**rysunek P.8.3.1** i **rysunek P.8.3.2**).



Rys. P.8.3.1 Schemat ideowy stacji SO I



Rys. P.8.3.2
Schemat przyłączenia baterii kondensatorów z regulatorem MRM-12

Dobór zabezpieczenia głównego baterii kondensatorów

$$I_{bk} = \frac{Q_k}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{90000}{\sqrt{3} \cdot 400} = 129,90 \text{ A} - \text{prąd obciążenia baterii}$$

Na podstawie obliczonego prądu znamionowego baterii kondensatorów wymagana wartość prądu znamionowego zabezpieczenia wynosi:

$$I_n = k_1 \cdot I_{bk} = 1,4 \cdot 129,90 = 181,86 \text{ A}^*)$$

Zatem należy przyjąć bezpiecznik topikowy WTN1gG200.

Na podstawie **tabeli 3.4.2**, zabezpieczenie to będzie selektywne z bezpiecznikiem topikowym SN, stanowiącym zabezpieczenie transformatora (przy zastosowanym bezpieczniku SN typu **WBMW 20**, największa wartość prądu znamionowego bezpiecznika nN o charakterystyce gG, przy której jest zachowana selektywność wynosi 315 A).

^{*)} k_1 – patrz tabela 8.2.2.

Dobór przewodu łączącego baterie kondensatorów z szynami rozdzielnic górnjej:

a) na długotrwałą obciążalność i przeciążalność prądową

$$I_{bk} = 129,90 \leq I_n = 200 \leq I_z$$

$$I_z \geq \frac{k_2 \cdot I_n}{1,45} = \frac{1,6 \cdot 200}{1,45} = 220,69 \text{ A}$$

Na podstawie **PN-IEC 60364-5-523**, należy przyjąć przewód YKXSzo 4×70, dla którego $I_{dd} = k_p \cdot I_z' = 1 \cdot 229 = 229 \text{ A} > I_z = 220,69 \text{ A}$.

b) na warunki zwarciove

$$S \geq \frac{1}{k} \sqrt{\frac{I_w^2 t_w}{1}} = \frac{1}{135} \sqrt{\frac{302000}{1}} = 4,07 \text{ mm}^2 \ll 70 \text{ mm}^2$$

Dobór przekładników do regulatora MRM-12c/2×I-1 oraz analizatorów parametrów sieci typu AS-3 mini/5A.

a) Prąd płynący przez przekładnik w przypadku zasilania z jednego transformatora (złączona rezerwa)

$$\cos \varphi_{pk} = \frac{1}{\sqrt{\text{tg}^2 \varphi_{pk} + 1}} = \frac{1}{\sqrt{0,25^2 + 1}} = 0,97$$

$$I_B = \frac{P_{zc}}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot \cos \varphi_{pk}} = \frac{201520}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 0,97} \cong 299,87 \text{ A}$$

b) Prąd płynący przez przekładnik w przypadku zasilania w warunkach normalnych

– zasilanie sekcji I z transformatora Tr 1

$$\cos \varphi_{pkTr1} = \frac{1}{\sqrt{\text{tg}^2 \varphi_{pkTr1} + 1}} = \frac{1}{\sqrt{0,30^2 + 1}} = 0,96$$

$$I_B = \frac{P_{ZTr1}}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot \cos \varphi_{pkTr1}} = \frac{102530}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 0,96} \cong 154,46 \text{ A}$$

– zasilanie sekcji II z transformatora Tr 2

$$\cos \varphi_{pkTr2} = \frac{1}{\sqrt{\text{tg}^2 \varphi_{pkTr2} + 1}} = \frac{1}{\sqrt{0,21^2 + 1}} = 0,98$$

$$I_B = \frac{P_{ZTr2}}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot \cos \varphi_{pkTr1}} = \frac{99790}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 0,98} \cong 146,97 \text{ A}$$

Na tej podstawie należy przyjąć przekładniki ISN 32 1 h083 (zgodnie z zaleceniem producenta baterii kondensatorów).

c) Moc znamionowa przekładników:

$$S_S = S_p + S_{ap1} + S_{ap2} + S_z = 0,91 + 2,5 + 4,0 + 1,25 = 8,66 \text{ VA} \quad \text{– moc zapotrzebowana przez przekładnik, w [VA].}$$

$$S_p = \frac{I_{sn}^2 \cdot L}{\gamma \cdot S} = \frac{5^2 \cdot 5}{55 \cdot 2,5} \cong 0,91 \text{ VA} \quad \text{– strata mocy w przewodach.}$$

gdzie:

L – długość przewodów łączących zaciski przekładnika z układem pomiarowym, w [m]

S_{ap} – moc pobierana przez regulator, w [VA] – tutaj $S_{ap1} = 2,5$ VA; $S_{ap2} = 4$ VA

S_Z – strata mocy w miejscach połączeń, w [VA] – tutaj $S_Z = 1,25$ VA [2]

I_{sn} – znamionowy prąd wtórny przekładnika, w [A]

S – przekrój przewodów łączących zaciski przekładnika z regulatorem, w [mm²].

Wyznaczone obciążenie wtórne pozwala na przyjęcie mocy przekładników wynoszącej 10 VA.

d) Obliczenia zwarciove (obliczenie zwarcó opisano w rozdziale 5.)

- impedancja systemu elektroenergetycznego widziana z miejsca przyłączenia transformatora do sieci średniego napięcia:

$$Z_{kQ} = \frac{c_{max} \cdot U_{n1}}{S_{kQ}} \cdot \left(\frac{U_{T1}}{U_{T2}} \right)^2 = \frac{1,10 \cdot 15000^2}{250 \cdot 10^6} \cdot \left(\frac{420}{15000} \right)^2 = 0,000776 \Omega$$

$$X_{kQ} = 0,995 \cdot Z_{kQ} = 0,995 \cdot 0,000776 = 0,000772 \Omega$$

$$R_{kQ} = 0,1 \cdot X_{kQ} = 0,1 \cdot 0,000772 = 0,0000772 \Omega$$

gdzie:

Z_{kQ} – impedancja zwarciova układu poprzedzającego (systemu elektroenergetycznego), w [Ω]

X_{kQ} – reaktancja zwarciova układu poprzedzającego, w [Ω]

R_{kQ} – rezystancja zwarciova układu poprzedzającego, w [Ω].

- impedancja każdego z transformatorów i jej składowe (patrz **rozdział 3.2**):

$$u_R = \frac{\Delta P_{obc zn}}{S_T} = \frac{3,25}{250} = 0,013$$

$$u_X = \sqrt{u_k^2 - u_R^2} = \sqrt{0,045^2 - 0,013^2} = 0,043$$

$$X_T = u_R \cdot \frac{U_{T2}^2}{S_{T2}} = 0,043 \cdot \frac{420^2}{250 \cdot 10^3} \approx 0,0303 \Omega$$

$$R_T = u_R \cdot \frac{U_{nT}^2}{S_{T2}} = 0,013 \cdot \frac{420^2}{250 \cdot 10^3} = 0,00917 \Omega$$

$$Z_T = u_k \cdot \frac{U_{nT}^2}{S_{T2}} = 0,045 \cdot \frac{0,42^2}{0,25} = 0,0318 \Omega$$

gdzie:

$\Delta P_{obc zn}$ – znamionowe obciążeniowe straty transformatora, w [kW]

u_k – napięcie zwarcia, w [-]

u_R – składowa rzeczywista napięcia zwarcia, w [-]

u_X – składowa bierna napięcia zwarcia, w [-]

X_T – reaktancja transformatora, w [Ω]

R_T – rezystancja transformatora, w [Ω]

Z_T – impedancja transformatora, w [Ω]

S_T – moc znamionowa transformatora (oznaczana również jako S_n), w [kVA]

U_{T2} – napięcie znamionowe transformatora, przy którym oblicza się impedancję zwarcia, w [V].

Uwaga!

Impedancję transformatora zasilającego i jej składowe można również przyjąć z tabeli Z.3.1.

Początkowy prąd zwarcia na zaciskach dolnego napięcia transformatora:

$$I_{k3(2)}'' = \frac{c_{\max} \cdot U_{n2}}{\sqrt{3} \cdot Z_k} = \frac{c_{\max} \cdot U_{n2}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{X_k^2 + R_k^2}} = \frac{c_{\max} \cdot U_{n2}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(X_{kQ} + X_{kT})^2 + (R_{kQ} + R_{kT})^2}} =$$

$$= \frac{1,00 \cdot 400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(0,000772 + 0,0303)^2 + (0,0000772 + 0,00917)^2}} = 7102,64 \text{ A} \approx 7,11 \text{ kA}$$

Prąd zwarcia udarowy:

– elektroenergetyczna stała czasowego obwodu zwarcia

$$T = \frac{\operatorname{tg} \varphi_k}{\omega} = \frac{X_k}{2\pi \cdot f} = \frac{0,0311720}{2 \cdot \pi \cdot 50} = 0,011 \text{ s}$$

– współczynnik udaru

$$\chi = 1,02 + 0,98 \cdot e^{-3 \frac{R_k}{X_k}} = 1,02 + 0,98 \cdot e^{-3 \frac{0,0092472}{0,0311720}} = 1,42$$

$$i_p = \chi \cdot \sqrt{2} \cdot I_{k3}'' = 1,42 \cdot \sqrt{2} \cdot 7,11 = 14,30 \text{ kA}$$

e) Zwarcia zastępczy prąd cieplny po stronie niskiego napięcia transformatora**Uwaga!**

Na podstawie obliczonego początkowego prądu zwarcia na zaciskach dolnych transformatora: $I_{k3}'' = 7,11 \text{ kA}$ po uwzględnieniu przekładni napięciowej transformatora, prąd

po stronie górnego napięcia transformatora wyniesie: $I_{k3(1)}'' = \frac{I_{k3(2)}''}{\vartheta} = \frac{7,11}{35,71} \approx 0,2 \text{ kA}$

gdzie:

$$\vartheta = \frac{U_{n1}}{U_{n2}} = \frac{15000}{420} \approx 35,71 \text{ – przekładnia transformatora, w [-]}$$

$I_{k3(1)}''$ – początkowy prąd zwarcia po stronie górnego uzwojenia transformatora, w [kA]

$I_{k3(2)}''$ – początkowy prąd zwarcia po stronie dolnego uzwojenia transformatora, w [kA]

T – stała czasowa obwodu zwarcia, w [s]

I_{k3}'' – początkowy prąd zwarcia, w [kA]

i_p – prąd zwarcia udarowy, w [kA]

χ – współczynnik udaru, w [-]

X_k – reaktancja obwodu zwarcia, w [Ω]

R_k – rezystancja obwodu zwarcia, w [Ω]

ω – pulsacja, w [-]

U_{n1} – napięcie górnej strony transformatora, w [V]

U_{n2} – napięcie dolnej strony transformatora, w [V]

f – częstotliwość napięcia zasilającego, w [Hz]

c_{\max} – wartość współczynnika korekcyjnego siły elektromotorycznej obwodu zwarcia, w [-], (dla $U_n \leq 1 \text{ kV}$ przyjmuje się $c_{\max} = 1$).

Na podstawie charakterystyki $t = f(I_k)$, bezpieczników średniego napięcia typu WBWM 20, czas trwania zwarcia wynosi $T_k = 0,1$ s.

Ponieważ $T_k < 10 T$, należy obliczyć skutek cieplny wywołany prądem zwarciovym po stronie niskiego napięcia transformatora.

Zatem zastępczy zwarciovym prąd cieplny, jaki wystąpi w czasie zwarcia po stronie niskiego napięcia transformatora, wyniesie:

$$m = \frac{T}{T_k} \cdot [1 - \exp(-\frac{2 \cdot T_k}{T})] = \frac{0,011}{0,1} \cdot [(1 - \exp(-\frac{2 \cdot 0,1}{0,011}))] = 0,11$$

$$I_{th} = I_{k3(2)}'' \sqrt{1+m} = 7,11 \cdot \sqrt{1+0,11} = 7,49 \text{ kA}$$

gdzie:

m – współczynnik uwzględniający skutek cieplny składowej nieokresowej prądu zwarciovego, w [-]

I_{th} – zwarciovym zastępczy prąd cieplny, w [kA]

T_k – czas trwania zwarcia, w [s].

Uwaga!

Powyższy sposób postępowania został przyjęty ze względu na to, że jedynym zabezpieczeniem zwarciovym poprzedzającym przekładniki prądowe są bezpieczniki topikowe WBWM 20, stanowiące zabezpieczenie zwarciovym transformatora, po uwzględnieniu jego przekładni.

f) Znamionowy prąd dynamiczny przekładnika musi spełniać następujący warunek:

$$I_{dyn} \geq i_p = 14,30 \text{ kA}$$

g) Znamionowy krótkotrwały prąd cieplny (1-sekundowy) I_{thT1} musi spełniać następujący warunek:

$$I_{thT1} \geq \sqrt{\frac{I_{th}^2 \cdot T_k}{1}} = \sqrt{\frac{7490^2 \cdot 0,1}{1}} = 2368,55 \text{ A}$$

Na podstawie przeprowadzonych obliczeń należy przyjąć przekładniki typu ISN3 z oknem 80×10 mm 300/5 A 10 VA kl 1 produkcji firmy Polcontact Warszawa nr katalogowy 8022h061, o następujących parametrach:

$I_{pn} = 300$ A – znamionowy prąd pierwotny,

$I_{thT1} = 60 \cdot I_{pn} = 60 \cdot 300 = 18000$ A \gg 2368,55 A – znamionowy krótkotrwały prąd cieplny jednosekundowy,

– znamionowy prąd dynamiczny

$I_{dyn} = 2,5 \cdot I_{thT1} = 2,5 \cdot 18000 = 45000$ A = 45 kA \gg 14,30 kA.

h) Sprawdzenie możliwości wystąpienia rezonansu na wyższych harmonicznym n rzędu 3, 5 i 7 oraz warunku dopuszczalnego spadku napięcia [5]

– moc zwarciovym na szynach nN rozdzielni głównej (zasady obliczenia zamieszczono w rozdziale 5.):

$$S_{kQ(2)} = \sqrt{3} \cdot U_{n2} \cdot I_{k3(2)}'' = \sqrt{3} \cdot 400 \cdot 7110 = 4920120 \text{ VA} \approx 4,92 \text{ MVA}$$

– rząd harmonicznym

$$n = \sqrt{\frac{S_{kQ(2)}}{Q_k}} = \sqrt{\frac{4,92}{0,09}} = 7,39$$

Ponieważ istnieje możliwość powstania rezonansu na siódmej harmonicznej, bateria musi zostać wyposażona w dławiki indukcyjne umożliwiające odstrojenie od rezonansu. Problem ten podlega uwzględnieniu przez producenta baterii.

– sprawdzenie warunku spadku napięcia w sieci zasilającej przy załączonej baterii

$$Q_k = 0,090 \leq 0,02 \cdot S_{kQ(2)} = 0,02 \cdot 4,92 \approx 0,098 \text{ MVA}$$

Warunek spełniony.

Uwaga!

Przekładniki w układzie kompensacji mocy biernej zostały dobrane na podstawie katalogu producenta firmy Polcontact Warszawa i przedstawione na schemacie Stacji Transformatorowej SN/nN (rys. P.8.3.1). Takie same przekładniki należy zastosować w układzie analizatorów parametrów sieci.

Wykaz ważniejszych materiałów:

1. Bateria kondensatorów z dławikami typu BK-T – 95/Hr12×7,5 produkcji firmy Tvev Electric Warszawa	1 kpl.
2. Regulator MRM 12c/2×1-2	1 szt.
3. Przekładnik prądowy ISN 32 1 h083 o mocy 10 VA produkcji Polcontact Warszawa	8 szt.
4. Analizator parametrów sieci zasilającej typu AS-3mini/5A	2 szt.
5. Stycznik 2×NZ 24/230 V	1 szt.
6. Rozłącznik bezpiecznikowy NH1	1 szt.
7. Wkładka topikowa WTN1gG200	3 szt.
8. Kabel YKXSzo 4×70	10 m
9. Pozostałe drobne materiały instalacyjne	wg potrzeb

Zgodnie z zaleceniami firm zajmujących się kompensacją mocy biernej, stosowanie baterii kondensatorów statycznych w przy zasilaniu z ZSE nie jest zalecane.

Miękkie źródło zasilania, którym jest ZSE, może spowodować przedwczesne zużycie baterii kondensatorów.

Podczas projektowania systemu zasilania awaryjnego z wykorzystaniem ZSE, należy zabezpieczyć automatyczne odłączenie baterii kondensatorów od zasilania przy zasilaniu realizowanym z ZSE. Należy dobrać moc ZSE bez uwzględnienia baterii kondensatorów statycznych, czyli z uwzględnieniem naturalnej wartości współczynnika $\text{tg}\varphi$.

Duża liczba odbiorów komunalnych, gdzie dotychczas nie dostrzegano problemu mocy biernej, powoduje znaczne obciążenie systemu elektroenergetycznego przez co w przypadku mocy umownej większej od 40 kW, Zakłady Energetyczne prowadzą kontrolę poboru mocy biernej i pobierają dodatkowe opłaty za ponadnormatywne jej zużycie.

Za ponadnormatywny pobór mocy biernej obciążany jest Zarząd Wspólnoty Mieszkaniowej lub Spółdzielni Mieszkaniowej. W efekcie dodatkowe opłaty z tytułu ponadnormatywnego zużycia mocy biernej ponoszą lokatorzy, płacąc wyższy czynsz. Sytuacja ta dowodzi, że istnieje konieczność kompensacji mocy biernej również w wielorodzinnych budynkach mieszkalnych. Pomimo iż norma **N-SEP-E 002:2003 – Instalacje elektryczne w budownictwie. Instalacje elektryczne w obiektach mieszkalnych. Podstawy planowania**, zakłada w odniesieniu do odbiorów mieszkaniowych współczynnik mocy $\cos\varphi = 0,95$. ($\text{tg}\varphi \approx 0,33 < 0,4$) należy uznać, że w przypadku wielorodzinnych budynków o znacznym poborze mocy jest to uproszczenie dopuszczalne na etapie planowania mocy zapotrzebowanej przez odbiorniki mieszkaniowe. Podczas projektowania instalacji w budynku wielorodzinny, w którym planuje się instalację innych odbiorów (oświetlenie o niskim współczynniku mocy, kotłownia, garaże z wentylacją, windy itp.) może okazać się, że wartość obliczeniowej mocy biernej uniemożliwia utrzymanie żądanej przez zakład energetyczny wartości $\text{tg}\varphi$ i konieczne będzie zaprojektowanie układu do jej kompensacji. Problem ten może także pojawić się po uruchomieniu instalacji podczas normalnej eksploatacji.