

# Ocena zagrożeń występujących podczas wykonywania łączeń ruchowych na sekcjach rozdzielni potrzeb własnych elektrowni wynikających z przesunięć fazowych pomiędzy fazorami napięć

**Streszczenie.** W artykule opisano wyniki prac zmierzających do znalezienia przyczyny występowania przesunięć kątowych pomiędzy fazorami napięć na szynach rezerwowych w rozdzielni potrzeb własnych 6 kV rozważanej elektrowni oraz wypracowania rozwiązań umożliwiających wykonywanie bezpiecznych łączeń ruchowych w obrębie tej rozdzielni. W ramach prac związanych z przygotowaniem artykułu przeprowadzono: analizę przyczyn występowania przesunięć fazowych pomiędzy fazorami napięć w oparciu o komputerowe modele układu elektrowni; prace pomiarowe wykonane w rozdzielni potrzeb własnych elektrowni weryfikujące poprawność analiz modelowych; opracowanie końcowych wniosków zmierzających do rozwiązania problemu bezpiecznych łączeń ruchowych w systemie potrzeb własnych elektrowni.

**Abstract.** The article describes the results of efforts aimed at finding the cause of phase shifting between the voltage phasors on the backup busbars of an auxiliary switchboard (6 kV) in the power station analyzed and developing solutions allowing to make safe switching operations. The preparation of this study involved the following tasks: analysis of the reasons for the occurrence of phase shifts between voltage phasors based on computer models of the power plant layout; measurements in the auxiliary switchboard verifying the correctness of model analyses; preparation of final conclusions aimed at solving the problem of safe switching operations within the power plant's auxiliary system. (**Analysis of phase shifting in sections of a power plant's auxiliary substation and related threats during switching operations**).

**Słowa kluczowe:** przeciążenie transformatora, rozchyl wektorów napięciowych, rozdzielnia potrzeb własnych, bezpieczeństwo czynności łączeniowych.

**Keywords:** Transformer overload, phase shifting, auxiliary substation, safety of switching operations.

## Wstęp

W artykule poruszono szereg zagadnień związanych z wykonywaniem operacji łączeniowych za pośrednictwem wyłącznika zmierzających do połączenia dwóch węzłów (**a** oraz **b**) rozpatrywanej sieci. Może się zdarzyć, że węzły te w chwili poprzedzającej załączenie, mogą mieć napięcia różniące się między sobą co do:

- modułu ( $U_a$ ,  $U_b$ ),
- argumentu ( $\theta_a$ ,  $\theta_b$ ),
- częstotliwości ( $f_a$ ,  $f_b$ ),

przy czym możliwe jest, że te różnice będą obejmowały wszystkie trzy wielkości.

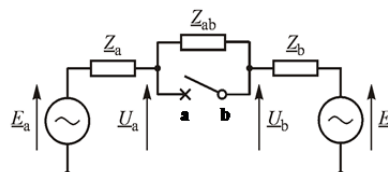
Jeżeli częstotliwości napięć łączonych węzłów nie różnią się, mówi się o łączeniu synchronicznym, w pozostałych przypadkach mamy do czynienia z łączeniami asynchronicznymi. Wszystkie omawiane w ramach niniejszego artykułu przypadki łączeń mają charakter łączeń synchronicznych.

Wykonywanie operacji łączeniowych przy wystąpieniu dużych różnic napięć na otwartych biegunach wyłącznika (co do modułu i/lub fazy) może spowodować silne udary prądowe, groźne dla systemu, jego elementów bądź innej aparatury zainstalowanej w sieci. Konieczna wydaje się więc ilościowa i jakościowa ocena zagrożeń, które mogą wystąpić w czasie wykonywania operacji łączeniowych. W celu wykonania takiej oceny można zastosować zarówno metody symulacyjne, jak i metody uproszczone, zbliżone do analizy zwarciowej [1]. Do symulacji stanów nieustalonych wywołanych operacjami łączeniowymi wykonywanymi przy znacznych różnicach napięć na otwartych biegunach wyłącznika można użyć modeli matematycznych i programów komputerowych służących do symulacji elektromagnetycznych lub elektromechanicznych stanów nieustalonych. Powyższe metody symulacji oraz wykorzystywane przez nie modele matematyczne zostały szerzej opisane w [2–4]. Są one zwykle pracochłonne i czasochłonne, wymagają stosowania modeli dynamicznych uwzględniających parametry układów regulacji, do których dostęp bywa utrudniony. Skomplikowana jest także interpretacja otrzymanych wyników takich symulacji. Dlatego też z punktu widzenia prowadzonych rozważań bardziej atrakcyjna wydaje się być me-

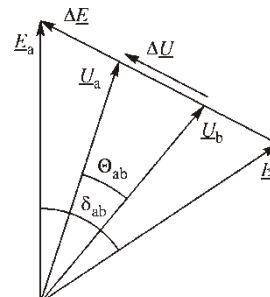
toda uproszczona zmierzająca do wyznaczenia tzw. **początkowego prądu załączenia**. Początkowy prąd załączenia to wartość skuteczna składowej okresowej prądu występującego w pierwszej chwili po zamknięciu wyłącznika.

W raporcie [5] oraz w [6] wykazano, że początkowy prąd załączenia można obliczyć tworząc dla analizowanego modelu impedancyjną macierz węzłową (podobnie jak w przypadku obliczeń zwarciowych [1]), przy czym model badanej sieci można uprościć do postaci schematu zastępczego jak na rys.1.

a)



b)



Rys.1. Model do wyznaczenia początkowego prądu załączenia; (a) schemat zastępczy, (b) wykres fazorowy

Wartość początkowego prądu załączenia może być duża, szczególnie w przypadku wykonywania operacji łączeniowych przy dużych różnicach napięć na otwartych biegunach wyłącznika. Należy więc spodziewać się pewnych zagrożeń, które mogą wystąpić przy tak dużych udarach prądowych.

Na podstawie studiów literaturowych [5–15] wyodrębniono kilka takich zagrożeń, które przede wszystkim związane są z negatywnymi skutkami działania przepływu dużej wartości prądu, który pojawia się w pierwszej chwili po załączeniu elementu systemu elektroenergetycznego. Stan nieustalony wywołany operacją łączeniową jest krótkotrwały, stąd zjawiska termiczne wywołane prądem załączenia nie mają znaczenia. Najważniejsze zagrożenia związane z procesem łączenia wynikają z:

- możliwości uszkodzenia wyłącznika po przekroczeniu jego zdolności łączeniowej,
- możliwości zbędnego pobudzenia zabezpieczeń, głównie zabezpieczeń odległościowych,
- możliwości uszkodzenia uzwojeń maszyn elektrycznych (transformatorów lub generatorów synchronicznych) przez działanie sił dynamicznych wywołanych dużą wartością szczytowego prądu załączenia,
- powstawania naprężeń w wałach zespołów wytwórczych przyczyniających się do zmęczenia materiału i ograniczenia ich żywotności,
- zagrożenia utratą stabilności systemu elektroenergetycznego (dotyczy przede wszystkim łączenia podsystemów pracujących asynchronicznie).

Jeżeli zbyt duża różnica napięć (co do modułu i/lub fazy) nie zezwala na zamknięcie wyłącznika, a operacja taka jest konieczna ze względów ruchowych, operatorzy sieci muszą podjąć działania zmierzające do takiej zmiany stanu sieci, by załączenie danego elementu sieci było możliwe i bezpieczne. Sprowadza się to do działań, które w efekcie doprowadzą do zmniejszenia kąta załączenia  $\theta_{ab}$  (rys.1b). Operacja taka nosi nazwę redukcji kąta załączenia (ang. standing phase angle reduction) i wchodzi w zakres działań związanych z restytucją SEE.

Redukcja kąta załączenia może odbywać się poprzez:

- zmianę obciążenia generatorów (ang. generation rescheduling) przy zadanym obciążeniu odbiorów,
- odciążenie sieci przez wyłączenie części odbiorów (ang. load shedding).

Z uwagi na zwykle większe koszty wynikające z niedostarczenia energii elektrycznej do odbiorców zawsze w pierwszej kolejności rozpatruje się redukcję kąta załączenia poprzez zmianę rozdziału obciążeń pomiędzy węzły wytwórcze (bez wyłączania odbiorców). Dopiero gdy takie działania nie przynoszą rezultatów analizuje się możliwość odciążenia sieci przez wyłączenie części odbiorów. Oczywiście zmiana rozdziału obciążeń wykonana dla potrzeb redukcji kąta załączenia jest tylko zmianą chwilową. Tuż po załączeniu danego elementu sieci dyspozytor lub system sterowania może przywrócić poprzedni (lub inny optymalny) rozdział obciążeń.

Podjęcie trafnej decyzji jak przeprowadzić redukcję kąta załączenia jest zadaniem trudnym. Warto tutaj skorzystać z narzędzi i wyników obliczeń optymalizacyjnych. Tym bardziej, że przy silnych przeciążeniach sieci liczy się czas i eksperymentowanie oparte na intuicji nie jest wskazane. Różne metody redukcji kąta załączenia zostały dokładnie omówione w [16].

### Charakterystyka badanej elektrowni

Potencjał wytwórczy analizowanej elektrowni obejmuje 3 turbosespoły. Wyprowadzenie mocy do sieci 110 i 220 kV odbywa się poprzez transformatory blokowe. Oprócz transformatorów blokowych w sieci zainstalowane są również transformatory potrzeb ogólnych oraz transformatory odczepowe zasilające rozdzielnie potrzeb własnych. Taki, kolektorowy układ pracy powoduje, że układ rozdzielni potrzeb własnych jest bardzo rozbudowany. Stwarza to także określone wymogi w zakresie pewności zasilania i

możliwości wykonywania przełączeń z zachowaniem ciągłości zasilania. Zaobserwowane przesunięcia kątowe pomiędzy fazorami napięć na szynach rezerwowych rozdzielni potrzeb własnych 6 kV mocno utrudniają spełnienie tych wymogów.

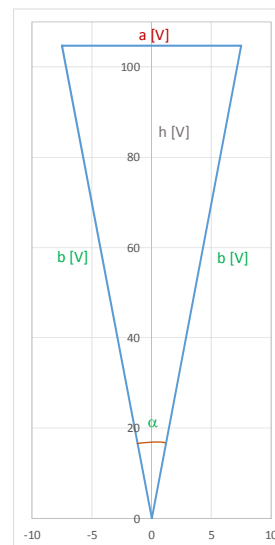
### Metodyka wyznaczania kąta rozchyłu pomiędzy fazorami napięć

W rozdzielni potrzeb własnych analizowanej elektrowni zainstalowane zostały woltomierze różnicowe mierzące różnice wartości skutecznych napięć pomiędzy sekcjami potrzeb własnych. Celem tego pomiaru jest ocena stopnia zagrożenia podczas wykonywania czynności ruchowych w obrębie tych szyn z zapewnieniem ciągłości zasilania. Oczywiście tego typu pomiar nie zapewnia dokładnej oceny kąta rozchylenia fazorów napięcia na obu szynach.

W celu określenia kąta  $\alpha$  (kąta rozchyłu pomiędzy fazorami napięć) na podstawie pomiarów napięć różnicowych przeprowadzono analizę wektorów na płaszczyźnie zmiennych zespolonych. Z punktu widzenia analizy teoretycznej rozważano przypadek trójkąta równoramiennego (rys.2). Dwa dłuższe boki (**b**) stanowią napięcia mierzone na dwóch analizowanych szynach potrzeb własnych 6 kV (strona wtórna przekładników napięciowych), natomiast bok krótszy (**a**) jest wskazaniem woltomierza różnicowego. Kąt ostry pomiędzy bokami **b** oznaczono jako  $\alpha$  (analizowany kąt rozchyłu wektorów napięć). Aby można było zastosować proste relacje matematyczne oraz funkcje trygonometryczne należy założyć (co z uwagi na działanie regulacji napięcia jest zgodne z rzeczywistością), że wartości skuteczne napięć mierzone na szynach są w przybliżeniu równe. Przypadek prezentowany rysunku 2 zakłada że:

**b** = 105 V, co odpowiada napięciu po stronie pierwotnej 6300 V,

**a** = 15 V, co odpowiada napięciu po stronie pierwotnej 900 V.



Rys.2. Analiza mierzonych wartości napięć na płaszczyźnie (analiza trójkąta równoramiennego)

Kąt  $\alpha$  można obliczyć z zależności:

$$(1) \quad \sin \frac{\alpha}{2} = \frac{a/2}{b} \quad \text{czyli} \quad \frac{\alpha}{2} = \arcsin\left(\frac{a/2}{b}\right)$$

natomiast wysokość analizowanego trójkąta równoramiennego obliczono jako:

$$(2) \quad h = \sqrt{b^2 - \frac{1}{4}a^2}$$

Jednostkami boków **a** i **b** oraz wysokości **h** są wolty.

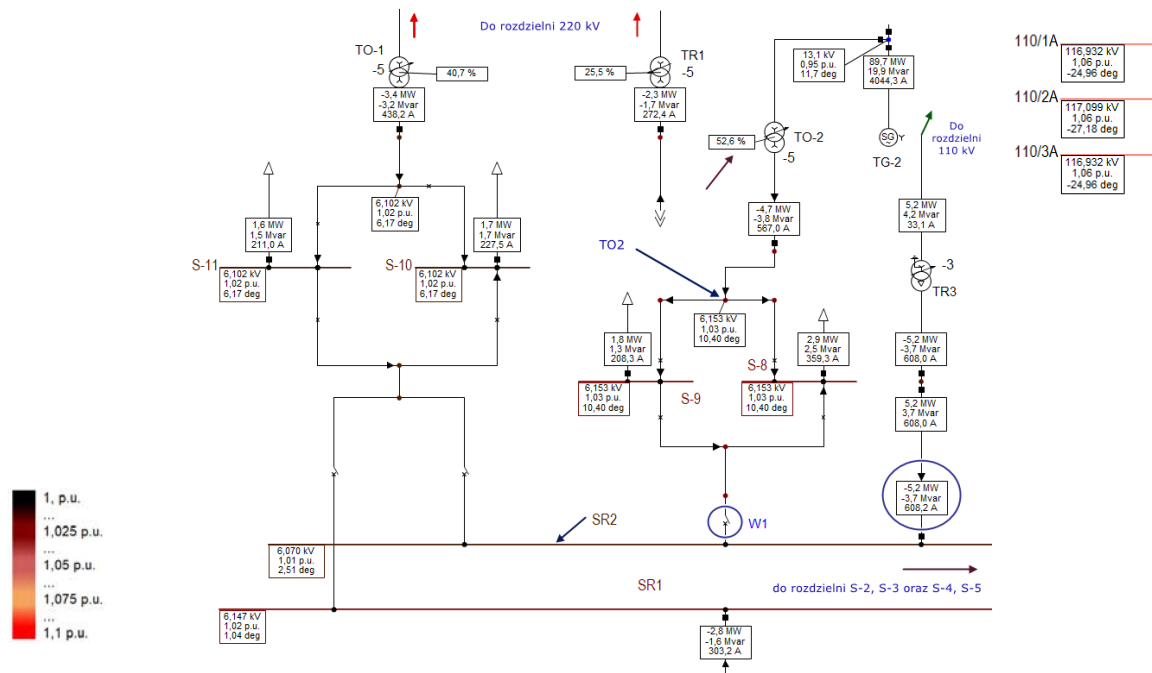
Boki **a** i **b** analizowanego trójkąta zostały określone na podstawie pomiarów, natomiast kąt  $\alpha$  wyznaczono z zależności (1).

Na rozchyl wektorów (kąt  $\alpha$ ) determinowany jest głównie wartością napięcia różnicowego, natomiast napięcia panujące na łączonych szynach mają mniejszy wpływ na ten kąt. Ma to o tyle istotne znaczenie, że uśrednianie wartości mierzonych napięć na obu systemach szyn nie wprowadza dużych błędów szacowania kąta  $\alpha$ .

### Analiza wybranych wariantów pracy sieci

Analizie poddano wariant pracy sieci, który został odwzorowany w programie Power Factory. Model przygotowano na podstawie dostępnych danych, modelu sieci krajowej oraz pomiarów wykonanych na obiekcie. Fragment

sieci wewnętrznej przedstawia rys.3. Na schemacie sieci, przy każdej linii oraz rozdzielni zostały naniesione wyniki obliczeń. Dla rozdzielni są to: napięcia w kV, napięcia w jednostkach względnych p.u. oraz kąty fazowe w stopniach. Natomiast dla linii i transformatorów: moce czynne w MW, moce bierne w Mvar oraz prądy obciążenia w A. Na liniach znajdują się także strzałki obrazujące kierunek przepływu mocy czynnej. Kolorystyka analizowanych obiektów uzależniona jest od uzyskanych wyników obliczeń (zgodnie z zamieszczoną legendą). Dla prezentowanych rozdzielni, z systemu SCADA odczytano wybrane wielkości elektryczne, wykonano, pomiary napięć po stronie wtórnej przekładników napięciowych (przekładnia przekładników napięciowych  $\vartheta_u = 60$ ) oraz odczytano wskazania woltomierza różnicowego.



Rys.3. Fragment sieci z wynikami analizy rozplwywej – przed połączeniem szyn SR2 oraz TO2 za pomocą łącznika W1

Miejsca pomiaru napięć przedstawiono strzałkami (rys.3.). W tabeli 1 zestawiono wyniki pomiarów napięć i obliczenia kątów. W tabeli znajdują się: napięcia na szynach 6 kV:  $U_{SR2}$  i  $U_{TO2}$ , wartość będąca różnicą napięć na dwóch szynach SR2 i TO2 ( $\Delta U$ ) oraz kąt rozchylenia wektorów napięć  $\alpha$  na szynach (pomiar wykonano analizatorem jakości). Dodatkowo, kąt rozchylenia wektorów  $\alpha_{obl}$  został obliczony zgodnie z teorią przedstawioną w poprzednim rozdziale.

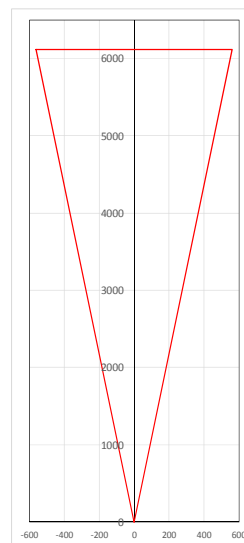
Tabela 1. Wyniki pomiarów napięć analizatorem jakości zasilania C.A. 8336 na wybranych szynach 6 kV

Analizator jakości		obliczenia
$U_{SR2}' = 101,1 \text{ V}$	$\alpha = 10^\circ$	$\alpha_{obl} = 10,48^\circ$
$U_{TO2}' = 103,6 \text{ V}$		
$U_{SR2} = 6066 \text{ V}$	$\Delta U' = 18,7 \text{ V}$	
$U_{TO2} = 6216 \text{ V}$	$\Delta U = 1122 \text{ V}$	

Jak wynika z przedstawionych pomiarów, wyniki uzyskane dwiema metodami są zgodne. Na kolejnym rysunku przedstawiono rzeczywisty trójkąt równoramienny uzyskany na podstawie pomiarów.

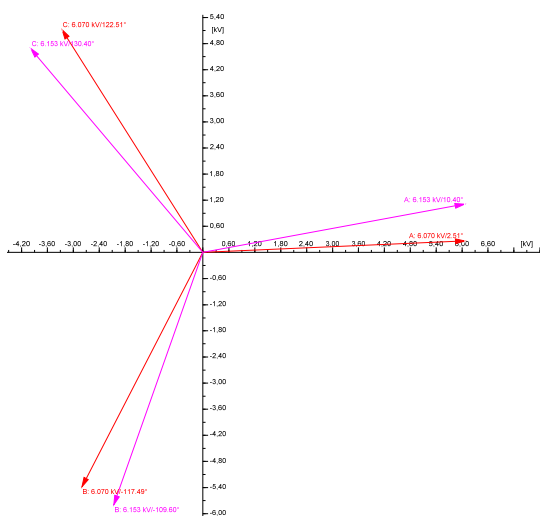
Analiza przedstawionego na rys. 4 trójkąta pozwala realnie ocenić rzeczywisty rozchyl kątów pomiędzy analizowanymi wektorami napięć, a tym samym ocenić zagrożenie

związane z łączeniem bezprzerwowym wybranych szyn potrzeb własnych, czyli w tym przypadku szyn SR2 oraz TO2.



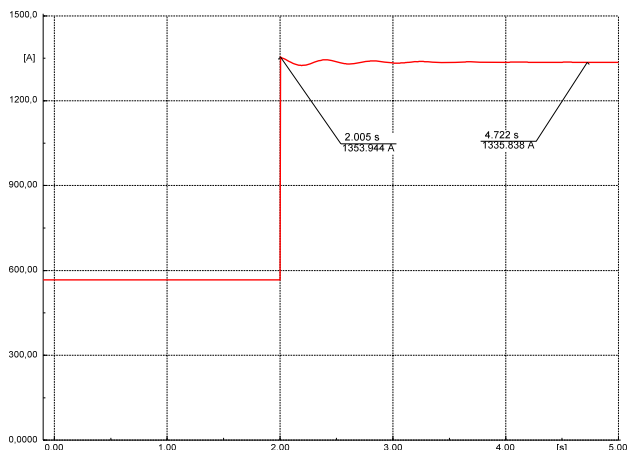
Rys.4. Analiza miary rozchylenia wektorów napięć (V) pomiędzy szynami SR2-TO2 (obliczony/zmierzony kąt wynosi ok. 10 stopni)

Na kolejnym rysunku zaprezentowano gwiazdy napięć na szynach SR2 i TO2 otrzymane w programie rozplwywym Power Factory (ką ten wynosi 7.89 stopnia).



Rys.5. Analiza miary rozchylenia wektorów napięć pomiędzy szynami SR2-TO2 uzyskana w programie Power Factory

Na podstawie pomiarów jak i obliczeń rozchył fazorów napięć pomiędzy analizowanymi szynami wynosi ok. 10 stopni, a różnica pomiędzy końcami wektorów wynosi ponad 18 V (strona wtórna) czyli 1122 V (strona pierwotna). Należy ocenić czy taki rozchył wektorów napięć może być groźny dla generatorów i transformatorów podczas łączenia bezprzerwowego szyn SR2 oraz TO2. W tym celu zbadano stan dynamiczny polegający na zamknięciu łącznika (W1) pomiędzy badanymi szynami oraz obserwowano wybrane wielkości elektryczne. Na rys.6 przedstawiono przebieg zmienności prądu w transformatorze TO-2 podczas operacji łączenia.



Rys.6. Udar prądu w transformatorze TO-2 spowodowany łączeniem szyn SR2 oraz TO2

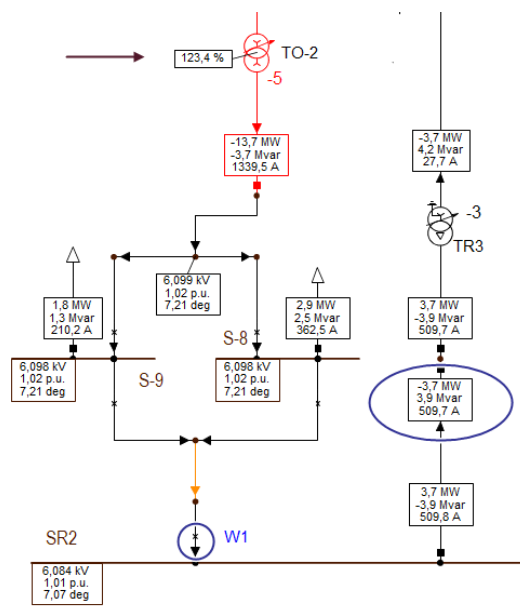
Jak wynika z przedstawionej analizy udar prądu w transformatorze nie jest duży i nie powoduje zagrożeń cieplnych

Tabela 2. Zestawienie napięć i kątów na szynach 6 kV rozdzielni SR2, TO2 oraz na sekcji 1A rozdzielni 110 kV (szczyt popołudniowy)

	przed połączeniem szyn		po połączeniu szyn	
	U [kV]	ką [stopnie]	U [kV]	ką [stopnie]
SR2 – 6 kV	6,069	2,51	6,084	7,07
TO2 – 6 kV	6,153	10,4	6,099	7,21
1A – 110 kV	116,9	-24,96	117,0	-24,85

ani dynamicznych. W chwili załączenia łącznika, prąd osiąga wartość 1354 A, a ustala się na wartości 1336 A co stanowi dwuprocentowy udar w stosunku do wartości ustalonej.

Natomiast należy zauważyć, że w wyniku łączenia szyn SR2 oraz TO2 zmienia się znacznie stopień obciążenia transformatora TO-2. Przed połączeniem szyn transformator był obciążony odbiorami przyłączonymi jedynie do rozdzielni S-9 i S-8 (moc czynna na poziomie ok. 4,7 MW) co stanowi 53% obciążenia transformatora. Po zamknięciu łącznika W1 transformator TO-2 jest obciążony dodatkowo odbiornikami przyłączonymi do pozostałych rozdzielni S-2 i S-3 (1,5 MW) oraz S-4 i S-5 (3,7 MW). Należy podkreślić fakt, iż dodatkowym obciążeniem tego transformatora jest także transformator TR-3, który poprzez rozdzielnię rezerwową SR2 oddaje moc do sieci 110 kV (moc czynna na poziomie 3,7 MW). Dodatkowo TO-2 obciążony jest mocą bierną 3,7 Mvar. Po połączeniu szyn SR2 i TO2 transformator TO-2 przeciąża się do poziomu 123,4% mocy znamionowej. Wyniki analizy rozplwywej po połączeniu szyn SR2 i TO2 przedstawiono na kolejnym rysunku (rys.7.).



Rys.7. Fragment sieci potrzeb własny z naniesionymi wynikami analizy rozplwywej – po połączeniu szyn SR2 oraz TO2

Podsumowując dotychczasową analizę należy stwierdzić, że nawet dziesięciostopniowe rozchylenie wektorów napięcia pomiędzy łączonymi szynami SR2 i TO2 nie powoduje zagrożeń związanych z udarami prądu w pracujących generatorach i transformatorach. Problemem jest natomiast wzrost wartości prądu, który wywołuje przeciążenie transformatora TO-2. Próbę wyjaśnienia opisanych problemów przedstawiono poniżej. W tabeli 2 zestawiono prezentowane wcześniej napięcia i kąty na szynach 6 kV: SR2 i TO2, a także na sekcji 1A rozdzielni 110 kV.

Tabela 3. Napięcia, kąty w rozdzielniach oraz przepływy mocy czynnej przez transformator TO-2 w różnych warunkach napięciowych panujących w rozdzielni 110 kV (przed połączeniem szyn)

	szczyt popołudniowy			dolina nocna		
	U [kV]	kąt [stopnie]	P <sub>TR3</sub> [MW]	U [kV]	kąt [stopnie]	P <sub>TR3</sub> [MW]
SR2 – 6 kV	6,069	2,51	-3,7	6,085	6,76	5,2
TO2 – 6 kV	6,153	10,4		6,118	13,21	
1A – 110 kV	116,9	-24,96		121,1	-20,72	

Jak wynika z prezentowanych wyników symulacji, kąt rozchylenia wektorów napięć na szynach SR2 i TO2 nie przekłada się na zagrożenia dla obiektów energetycznych, jednak może być bardzo dobrym wskaźnikiem oceny stopnia przeciążenia transformatora TO-2. Za znaczące przeciążenie tego transformatora odpowiadają warunki napięciowe panujące w rozdzielni 110 kV (tabela 3).

W przypadku, gdy do łączenia omawianych szyn 6 kV dochodzi w okresie szczytu obciążenia (napięcia na szynach 110 kV osiągają wartości poniżej 116 kV, a kąt dochodzi do -25 stopni), transformator TR3 oddaje do sieci 110 kV moc na poziomie 3,7 MW (w tym stanie transformator TO-2 przeciąża się do 123 % mocy znamionowej). Gdy ten sam typ operacji łączeniowych przeprowadzono w okre-

sie niskiego obciążenia, np. w nocy (napięcia na szynach 110 kV wzrastają powyżej 121 kV, a kąt zmniejsza się poniżej -21 stopni). Transformator TR3 pobiera z sieci 110 kV moc na poziomie 5,2 MW, tym samym odciąża transformator TO-2 (w tym stanie transformator TO-2 obciążony jest w 52 %). W tym przypadku istotna jest różnica kątów wektorów napięć pomiędzy szynami SR2 a TO2 oraz TO2 a 1A rozdzielni 110 kV.

Dotychczas analizowany stan wyjściowy dotyczył założonej generacji jednego z turbozespołów elektrowni na poziomie 90 MW. Następnie zbadano wpływ stopnia redukcji generacji mocy czynnej turbozespołu na stopień obciążenia transformatora TO-2 po wykonaniu analizowanej operacji łączeniowej.

Tabela 4. Napięcia i kąty w rozdzielniach oraz stopień obciążenia transformatora TO-2 po redukcji generacji turbozespołu

	bez redukcji (90 MW)			redukcja do 50 MW			redukcja do 30 MW		
	U [kV]	kąt [stopnie]	obciążenie TO-2 [%]	U [kV]	kąt [stopnie]	obciążenie TO-2 [%]	U [kV]	kąt [stopnie]	obciążenie TO-2 [%]
SR2 – 6 kV	6,069	2,51	<b>124</b>	6,066	1,97	<b>106</b>	6,064	1,7	<b>97</b>
TO2 – 6 kV	6,153	10,4		6,156	7,91		6,155	6,65	
1A – 110 kV	116,9	-24,96		116,9	25,5		116,8	25,8	

Tabela 5. Kąty rozchylenia wektorów napięć dla różnej generacji mocy czynnej turbozespołu

	bez redukcji (90 MW)	redukcja do 50 MW	redukcja do 30 MW
	różnica kątów [stopnie]		
SR2 – TO2	7,89	5,94	4,95
SR2 - 1A (110 kV)	-27,47	-27,47	-27,5
TO2 - 1A (110 kV)	-35,36	-33,41	-32,45

Jak wynika z przedstawionej analizy, zmniejszając rozchył wektorów napięć przez redukcję generacji mocy czynnej turbozespołu można zmniejszyć obciążenie transformatora TO-2.

Kolejną próbą ograniczenia przeciążenia transformatora TO-2 jest otwarcie sprzęgła poprzecznego pomiędzy sekcjami 1A i 1B rozdzielni 110 kV. Zmiana konfiguracji roz-

dzielni 110 kV ma istotny wpływ na warunki napięciowe w tej rozdzielni, w tym rozchyły kątowe pomiędzy fazorami napięć. Przekłada się to na rozchyły kątowe pomiędzy napięciami w rozdzielni potrzeb własnych 6 kV. Wyniki analizy dla tego przypadku przedstawiono w kolejnych tabelach (6 i 7).

Tabela 6. Napięcia i kąty w rozdzielniach oraz stopień obciążenia transformatora TO-2 przed i po otwarciu sprzęgła w rozdzielni 110 kV

	sprzęgło zamknięte			sprzęgło otwarte		
	U [kV]	kąt [stopnie]	Obciążenie TO-2 [%]	U [kV]	kąt [stopnie]	Obciążenie TO-2 [%]
SR2 – 6 kV	6,069	2,51	<b>124</b>	6,175	5,67	<b>88</b>
TO2 – 6 kV	6,153	10,4		6,139	10,4	
1A – 110 kV	116,9	-24,96		123,7	-21,9	

Tabela 7. Kąty rozchylenia wektorów napięć przed i po otwarciu sprzęgła pomiędzy sekcjami 1A i 1B w rozdzielni 110 kV

	sprzęgło zamknięte	sprzęgło otwarte
	różnica kątów [stopnie]	
SR2 – TO2	7,89	4,73
SR2 - 1A (110 kV)	-27,47	-27,57
TO2 - 1A (110 kV)	-35,36	-32,3

Jak wynika z powyższej analizy, redukując rozchył fazorów napięć na łączonych szynach potrzeb własnych, np. przez otwarcie sprzęgła poprzecznego pomiędzy sekcjami 1A i 1B rozdzielni 110 kV lub redukując generację mocy czynnej turbozespołu można zmniejszyć stopień obciążenia

transformatora TO-2. Podkreślić należy, że przeprowadzona analiza dotyczyła konkretnego stanu pracy sieci. Nie w każdej sytuacji przedstawione zabiegi przyniosą takie same efekty.



## Podsumowanie

Podsumowując należy stwierdzić, że wyniki badań wykazały brak zagrożeń dynamicznych związanych z udarem prądu występującego po dokonaniu operacji łączenia szyn rozdzielni potrzeb własnych 6 kV. Nawet przy stwierdzeniu znacznych rozchyłń kątowych pomiędzy fazorami napięć na łączonych szynach (ponad 10 stopni). Początkowo wydawało się, że taki udar prądowy powinien wystąpić z uwagi na rozchyły napięć panujące na łączonych systemach SR2 oraz TO2, (różnice wartości skutecznych są niewielkie) lub z uwagi na niedokładne dopasowanie transformatorów TO-2 i TR-3 łączonych do pracy równoległej. Tymczasem udar praktycznie nie występuje, a więc zagrożenia dynamiczne dla turbogeneratorów oraz transformatorów są nieznaczne. Istotnym problemem, który pojawia się po połączeniu szyn rozdzielni potrzeb własnych 6 kV jest natomiast bardzo duży wzrost prądu obciążenia transformatora odczepowego TO-2. Wynika to z faktu, że transformator TR-3 zamiast przejąć część obciążenia, oddaje moc do sieci 110 kV dociążając tym samym transformator odczepowy. Jest to przede wszystkim spowodowane warunkami napięciowymi panującymi w rozdzielni 110 kV, które przekładają się bezpośrednio na warunki na szynach rozdzielni potrzeb własnych 6 kV. Należy podkreślić, że zainstalowane w rozdzielni potrzeb własnych woltomierze różnicowe, których wskazania są miarą rozchyłń kątowych pomiędzy fazorami napięć na szynach rozdzielni potrzeb własnych 6 kV spełniają swoje zadanie i można ich wskazania traktować jako istotną informację o ewentualnych zagrożeniach związanych z możliwością przeciążenia transformatorów odczepowych.

**Autorzy:** Marek Bogdanowicz, CEZ Skawina S.A., ul. Piłsudskiego 10, 32-050 Skawina, E-mail: [Marek.Bogdanowicz@cezpolska.pl](mailto:Marek.Bogdanowicz@cezpolska.pl), Kazimierz Krupnik, CEZ Skawina S.A., ul. Piłsudskiego 10, 32-050 Skawina, E-mail: [Kazimierz.Krupnik@cezpolska.pl](mailto:Kazimierz.Krupnik@cezpolska.pl), dr hab. inż. Piotr Miller, Prof. PL., Politechnika Lubelska, Wydział Elektrotechniki i Informatyki, Katedra Sieci Elektrycznych i Zabezpieczeń, ul. Nadbystrzycka 38A, 20-618 Lublin, E-mail: [p.miller@pollub.pl](mailto:p.miller@pollub.pl); dr inż. Marek Wancerz, Politechnika Lubelska, Wydział Elektrotechniki i Informatyki, Katedra Sieci Elektrycznych i Zabezpieczeń, ul. Nadbystrzycka 38A, 20-618 Lublin, E-mail: [m.wancerz@pollub.pl](mailto:m.wancerz@pollub.pl)

## LITERATURA

- [1] Kowalski J., Jak pisać tekst do Przeglądu, *Przegląd Elektrotechniczny*, 78 (2002), nr.5, 125-128
- [2] Johnson B., Pike G.E., Preparation of Papers for Transactions, *IEEE Trans. Magn.*, 50 (2002), n.5, 133-137
- [1] Kacejko P., Machowski J., Kowalik R.: Zwarcia w systemach elektroenergetycznych, 2nd ed. Warszawa: Wydawnictwa Naukowo-Techniczne (2009), ISBN 978-83-204-3583-2

- [2] Machowski J.: Regulacja i stabilność systemu elektroenergetycznego. Warszawa: Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej (2007), ISBN 978-83-7207-689-2
- [3] Machowski J., Bialek J. W., Bumby J. R.: Power system dynamics and stability. Chichester [u.a.]: Wiley (1997), ISBN 0471956430
- [4] Machowski J., Bialek J. W., Bumby J. R.: Power system dynamics: Stability and control, 2nd ed. Chichester, U.K.: Wiley (2008), ISBN 978-0-470-72558-0
- [5] Kacejko P., Machowski J., Miller P., Wancerz M., Adamek S., Opracowanie metody oraz narzędzi do oceny parametrów łączy synchronicznych elementów sieci przesyłowej w oparciu o przebiegi symulacji dynamicznych. Praca badawczo-rozwojowa nr Nr 4/ WEIPL/IF/2010/RB/TK wykonana na zlecenie PSE Operator S.A. (2011)
- [6] Miller P.: Synchroniczne i asynchroniczne operacje łączeniowe w systemie elektroenergetycznym. Lublin: Politechnika Lubelska (2013), ISBN 978-83-63569-73-0.
- [7] Kacejko P., Machowski J., Miller P., Pijarski P., Kuczyński R.: "Przywracanie zdolności przesyłowej sieci po ruchowym lub awaryjnym odstawieniu linii", *Elektroenergetyka. Współczesność i Rozwój*, (2011) Nr 3(9), 25–45
- [8] Machowski J., Kacejko P.: "Udary prądowe przy zamykaniu układów pierścieniowych sieci przesyłowej", *Przegląd Elektrotechniczny*, (2011) R. 87, Nr 8, 114–120
- [9] Machowski J., Kacejko P.: "Wpływ zakłóceń w sieci przesyłowej na naprężenia zmęczeniowe wałów turbozespołów dużej mocy", *Wiadomości Elektrotechniczne*, (2011) Nr 06, str. 3–7
- [10] Machowski J., Kacejko P., Miller P.: "Kryteria zamykania układów pierścieniowych sieci przesyłowej", *Przegląd Elektrotechniczny*, (2011) Nr 10, 272–280
- [11] Machowski J., Kacejko P., Miller P.: "Czynnik ograniczające załączanie elementów sieci przesyłowej wysokiego napięcia", *Wiadomości Elektrotechniczne*, (2012) Nr 10, 8–13
- [12] Machowski J., Kacejko P., Miller P.: "Przywracanie zdolności przesyłowej sieci po ruchowym lub awaryjnym odstawieniu linii", *Rynek Energii*, (2012) Nr 4(101), 28–37
- [13] Machowski J., Kacejko P., Miller P.: "Kryteria i możliwości wykonywania łączy asynchronicznych pomiędzy układami wyspowymi wyłonionymi w sieci KSE", *Energetyka*, (2012), 29–33
- [14] Machowski J., Kacejko P., Miller P., Kuczyński R., Obliczanie udarów prądowych powstających przy załączaniu elementów sieci przesyłowej wysokiego napięcia. XIV Ogólnopolska Konferencja „Zabezpieczenia Przekaznikowe w Energetyce”, Warszawa-Józefów, 19-21 października 2011
- [15] Machowski J., Kacejko P., Miller P., Kuczyński R., Warunki ograniczające załączanie elementów sieci przesyłowej. XIV Ogólnopolska Konferencja „Zabezpieczenia Przekaznikowe w Energetyce”, Warszawa-Józefów, 19-21 października 2011
- [16] Kacejko P., Machowski J., Pijarski P.: "Redukcja kąta załączenia w operacjach łączeniowych sieci przesyłowej", *Rynek Energii*, (2011), Nr 5(96), 24–35