

Metodyka wyznaczania transgranicznych zdolności przesyłowych krajowego systemu elektroenergetycznego, ze szczególnym uwzględnieniem połączeń asynchronicznych

Streszczenie. W artykule omówiono podstawowe zasady wyznaczania transgranicznych zdolności przesyłowych, zgodnie z metodą zdolności przesyłowej netto (NTC). Zwrócono uwagę na konieczność stosowania przez polskiego operatora tzw. ograniczeń bilansowych. Zaprezentowano aktualne podejście do podziału ograniczeń bilansowych pomiędzy poszczególne granice systemu oraz przedstawiono perspektywy najważniejszych zmian, jakie w przyszłości mają zostać wprowadzone w tym obszarze.

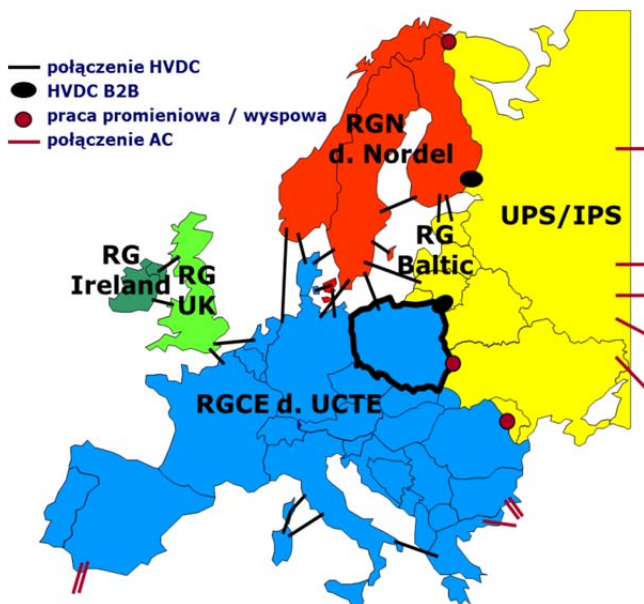
Abstract. The article presents basic principles of capacity allocation on cross-border interconnections, according to the Net Transfer Capacity (NTC) methodology. Attention was paid on the necessity for the Polish operator to use allocation constraints, due to the specific conditions of the transmission system. There is presented the current approach to split the constraints values between the borders of the system and perspective of the most important changes to be made in the future. (**Methodology for polish power system cross-border transmission capacity calculation with particular emphasis on the asynchronous tie-lines**).

Słowa kluczowe: zdolności przesyłowe, ograniczenia bilansowe, połączenia asynchroniczne, krajowy system elektroenergetyczny.

Keywords: transmission capacities, allocation constraints, asynchronous tie-lines, national electric power system.

Połączenia transgraniczne krajowego systemu elektroenergetycznego

W strukturach stowarzyszenia ENTSO-E istnieje pięć obszarów synchronicznych: Europy kontynentalnej, Nordycki, Wielkiej Brytanii, Irlandii oraz Bałtycki (połączony z systemem rosyjskim UPS/IPS). Krajowy system elektroenergetyczny (KSE) funkcjonuje od 1995 roku w obszarze Europy kontynentalnej (RGCE – Regional Group Continental Europe). Schemat europejskich obszarów synchronicznych, połączonych pomiędzy sobą kablami lub wstawkami prądu stałego (z wyjątkiem izolowanych systemów Cypru i Islandii), przedstawiono na rysunku 1.



Rys. 1. Schemat obszarów synchronicznych w Europie

Krajowy system elektroenergetyczny jest połączony z systemami elektroenergetycznymi Republiki Federalnej Niemiec, Republiki Czeskiej, Republiki Słowackiej, Litwy, Szwecji, a także Ukrainy i Białorusi. Schemat połączeń transgranicznych KSE przedstawiono na rysunku 2.

Zmiennoprądowe połączenia z systemem niemieckim (operator 50Hertz), czeskim (operator ČEPS) i słowackim (operator SEPS) są synchroniczne, granice tych systemów funkcjonują w ramach regionu wyznaczania zdolności

przesyłowych Core CCR (Capacity Calculation Region). Połączenie asynchroniczne ze Szwecją (operator SvK) jest realizowane za pomocą podmorskiego kabla SwePol Link (napięcie 450 kV DC, przepustowość max 600 MW, długość 254 km), wyprowadzonego ze stacji przekształtnikowej Słupsk-Wierzbięcino i funkcjonuje w Hansa CCR. Połączenie asynchroniczne z Litwą (operator Litgrid) LitPol Link działa od 2015 r. jako dwutorowa linia (napięcie 400 kV AC, przepustowość max 500 MW) ze stacji Elk Bis do litewskiej stacji Alytus, gdzie znajduje się wstawka prądu stałego B2B (AC/DC/AC) i jest operowane w ramach Baltic CCR. Linia 220 kV na Białorusi (operator Bielefergo) Białystok-Roś jest w rozbiórce i nie została zaznaczona na mapie. Połączenie z Ukrainą (operator Ukrenergo) jest realizowane jednostronnie poprzez pracę promieniową linii 220 kV AC Zamość-Dobrotwór, doprowadzającą do KSE moc (max 220 MW) z dwóch wydzielonych bloków tamtejszej elektrowni. Linia 750 kV AC Rzeszów-Chmielnicka pozostaje trwale wyłączona.



Rys. 2. Schemat połączeń KSE z systemami sąsiednimi

Zdolności przesyłowe dla wymiany handlowej na połączeniach synchronicznych systemu polskiego są wyznaczone jako łączna wartość dla całego przekroju synchronicznego, obejmującego granice z systemami: niemieckim, czeskim i słowackim. W celu prowadzenia tej wymiany są wykorzystywane wszystkie międzysystemowe połączenia sieciowe o napięciu 220 kV i 400 kV.

Zdolności przesyłowe połączeń asynchronicznych ze Szwecją oraz z Litwą do niedawna były wyznaczone niezależnie od siebie. Od 1 lipca 2017 r., w celu lepszego wykorzystania dostępnej infrastruktury połączeń SwePol Link i LitPol Link, został aktywowany mechanizm polskiego obszaru optymalizacji (PL_PLA) [1]. Temat ten szerzej rozwinęto w dalszej części artykułu.

Metoda zdolności przesyłowej netto (NTC)

a) Ogólne zasady

Zasady udostępniania zdolności przesyłowych połączeń międzysystemowych reguluje art. 16 ust. 3 Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady nr 714/2009, zgodnie z którym „uczestnikom rynku udostępniane są maksymalne zdolności połączeń wzajemnych lub sieci przesyłowych, mających wpływ na przepływy transgraniczne, przy zachowaniu standardów bezpieczeństwa eksploatacji sieci” [2]. Wiążące definicje i zasady do europejskiego stanu prawnego wprowadziły w ostatnich latach tzw. Kodeksy Sieci i Wytyczne. W omawianym zakresie szczególne znaczenie ma Rozporządzenie CACM [3], dotyczące alokacji zdolności przesyłowych, oraz Rozporządzenie FCA [4], dotyczące długoterminowej alokacji zdolności przesyłowych. Procedura wyznaczania zdolności przesyłowych na wszystkich granicach KSE jest ponadto opisana w Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej, szczególnie w dokumencie „Zasady wyznaczania zdolności przesyłowych na liniach wymiany międzysystemowej”, który stanowi załącznik nr 3 do części IRIESP – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi [5].

Wyznaczanie przez polskiego operatora systemu przesyłowego (OSP) dostępnych dla wymiany handlowej zdolności przesyłowych jest oparte na metodzie NTC (*net transfer capacity*). Jest to metoda obecnie powszechnie stosowana w Unii Europejskiej do określania zdolności przesyłowych dla potrzeb wymiany międzysystemowej. W ramach metody NTC dostępne dla wymiany handlowej zdolności przesyłowe są wyznaczone indywidualnie przez każdego OSP dla poszczególnych granic pomiędzy jego systemem a systemami sąsiednimi lub łącznie dla kilku spośród tych granic, nazywanych wspólnym profilem technicznym. Aktualnie każdy OSP z regionu Europy Środkowo-Wschodniej samodzielnie wyznacza wartość zdolności przesyłowych na wszystkich swoich połączeniach transgranicznych. Koordynacja międzyoperatorska ogranicza się do przyjęcia dla potrzeb alokacji mniejszej z dwóch wartości NTC, wyznaczonych przez sąsiadujących OSP dla ich wspólnej granicy lub odpowiedniej kombinacji granic, w przypadku stosowania wspólnego profilu technicznego. Wartość ta jest następnie przekazywana do biura aukcyjnego JAO (*Joint Allocation Office*) w Luksemburgu, gdzie podlega alokacji przez uczestników rynku.

Wykorzystywane w metodzie NTC pojęcia oznaczają [3]:

- NTC (*net transfer capacity*) - maksymalna moc czynna, jaka może być przesłana pomiędzy dwoma połączonymi systemami, z uwzględnieniem kryteriów bezpieczeństwa w obu systemach oraz niepewności dotyczących przyszłych warunków operacyjnych;
- TTC (*total transfer capacity*) – maksymalna moc czynna, jaka może być przesłana pomiędzy dwoma połączonymi systemami;
- TRM (*transmission reliability margin*) – margines bezpieczeństwa przesyłu;
- AAC (*already allocated capacities*) – zdolności przesyłowe już zaalokowane w poprzedniej sesji rynkowej;
- ATC (*available transfer capacity*) - zdolności przesyłowe dostępne dla uczestników rynku;

przy czym:

$$(1) \quad \text{NTC} = \text{TTC} - \text{TRM}$$

$$(2) \quad \text{ATC} = \text{NTC} - \text{AAC}$$

Wartości TTC w kierunku importu są wyznaczone za pomocą serii symulacji komputerowych, w ramach których zwiększa się stopniowo przesył mocy z systemów sąsiednich do Polski przy stałym zapotrzebowaniu na moc i sprawdza się po każdym takim wzroście, czy są spełnione kryteria bezpieczeństwa, w szczególności kryterium N-1, w zakresie wytrzymałości termicznej, stabilności kątowej i napięciowej. Symulacje te wykonuje się do momentu, w którym kryteria bezpieczeństwa przestają być spełnione. Ostatnia (największa) wartość salda importowego, przy której są spełnione kryteria bezpieczeństwa, wyznacza maksymalną dopuszczalną wartość importu mocy do Polski (TTC) w danym okresie. Zwiększanie przesyłu mocy z systemów sąsiednich do systemu polskiego uzyskuje się poprzez zmniejszanie generacji w systemie polskim i jednocześnie zwiększanie generacji w systemie lub systemach sąsiednich. Wymagana zmiana generacji jednostek wytwórczych w Polsce oraz w systemach sąsiednich jest rozdzielana pomiędzy jednostki wybrane w modelu jako pracujące, proporcjonalnie do ich generacji w stanie bazowym, z uwzględnieniem ich limitów generacji. W ramach powyższych kalkulacji w Polsce jest zmieniana generacja jednostek wytwórczych centralnie dysponowanych (JWCD), jako jednostek o podstawowym wpływie na rozprawy mocy.

W analogiczny sposób są wyznaczone nominalne wartości TTC dla kierunku eksport. W tym przypadku zwiększanie przesyłu mocy z systemu polskiego do systemów sąsiednich uzyskuje się poprzez zwiększanie generacji w Polsce i jednocześnie zmniejszanie generacji w systemach sąsiadujących.

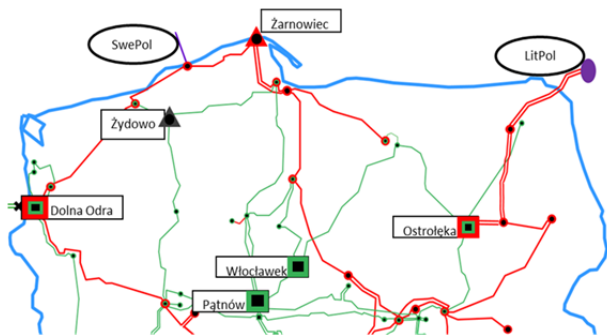
b) Ograniczenia sieciowe dla połączeń asynchronicznych

Maksymalna zdolność przesyłowa połączeń SwePol i LitPol wynosi odpowiednio 600 MW i 500 MW. Jednak wartość NTC w kierunku eksportu na nich może być ograniczona i to nawet przy pełnym układzie sieciowym, co opisano również w [6]. Wynika to z faktu, że północny region KSE, w którym połączenia te są zlokalizowane, charakteryzuje się słabym zagęszczeniem sieci przesyłowej (w praktyce również dystrybucyjnej) oraz źródeł wytwórczych, co przedstawiono na rysunku 3.

JWCD występujące na północy kraju to:

- elektrownia na węglu kamiennym Dolna Odra, 6 bloków po ok. 220 MW;
- elektrownia na węglu kamiennym Ostrołęka, 3 bloki po ok. 220 MW;
- elektrownia na węglu brunatnym Pątnów, 6 bloków po ok. 200 MW;
- elektrociepłownia (EC) gazowo-parowa Włocławek, ok. 460 MW;
- elektrownia szczytowo-pompowa (ESP) Żarnowiec – 716 MW;
- ESP Żydowo – 157 MW.

Z punktu widzenia ograniczeń sieciowych duże znaczenie ma rozkład generacji wiatrowej (należącej do nJWCD – czyli źródeł wytwórczych nie będących jednostkami wytwórczymi centralnie dysponowanymi), których zdecydowana większość, spośród ponad 5,7 GW mocy osiągalnej w systemie [7], w przeciwieństwie do JWCD ciepłych, jest zlokalizowana na północy KSE. W wietrzne dni dominującym kierunkiem przepływu mocy jest kierunek z północy na południe, natomiast w dni bezwietrzne – z południa na północ.



Rys. 3. Układ sieci przesyłowej na północy Polski (na zielono linie 220 kV, na czerwono linie 400 kV, na fioletowo elementy HVDC) z zaznaczonymi JWCD

Krytycznym wyłączeniem dla SwePol Linku jest wyłączenie linii 400 kV Morzyczyn-Dunowo oraz Płock-Grudziądz (MON-DUN & PLO-GRU). Każde z nich powoduje powstawanie przeciążeń w równoległych liniach 220 kV. Tym bardziej, że obszar na północ od nich i tak cechuje ryzyko utraty stabilności napięciowej, wynikające głównie z braku w tym rejonie JWCD ciepłych.

Dla połączenia LitPol krytyczne są wyłączenia linii 220 kV Stanisławów-Ostrołęka oraz linii 400 kV Stanisławów-Narew (STN-OST & STN-NAR). Powodują one powstawanie przeciążeń w sieci skoordynowanej 110 kV, pełniącej w tym rejonie funkcję sieci przesyłowej.

W niektórych warunkach operacyjnych (bardzo wysoka lub bardzo niska generacja wiatrowa, odstawienia bloków w JWCD ciepłych) zagrożenie niespełnieniem kryterium N-1 jest duże. Z tego względu wartości NTC w kierunku eksportu muszą być ograniczane poniżej wartości nominalnych nawet przy pełnym układzie sieciowym, w zależności od kombinacji następujących czynników w północnej Polsce:

- dyspozycyjność JWCD ciepłych;
- grafik pracy nJWCD ciepłych, dla LitPol zwłaszcza EC Białystok, dla SwePol – Zespół Elektrociepłowni Wybrzeże (praca w reżimie zapotrzebowania na ciepło);
- prognozowana generacja wiatrowa;
- praca bloków w ESP Żarnowiec i ESP Żydowo;
- prognozowane zapotrzebowanie;
- temperatura otoczenia (z punktu widzenia obciążalności termicznej przewodów i warunków chłodzenia, zdolności przesyłowe są znacząco większe w chłodne dni, niż w dni upalne).

Wartość NTC w kierunku importu jest mniej czuła na powyższe czynniki. Jednak w przypadku wysokiej generacji wiatrowej musi być ograniczana na połączeniu SwePol ze względu na możliwe przeciążenia linii 400 kV wyprowadzających moc ze stacji przekształtnikowej Słupsk (SLK-DUN & SLK-ZRC). Sytuacja taka miała miejsce na przykład 30 czerwca 2017, kiedy to z uwagi na dużą moc wytwarzaną w krajowych elektrowniach wiatrowych dopuszczalny import tradycyjnie tańszej energii ze Szwecji został zredukowany z 600 do 300 MW między 10:00 a 19:00 - właśnie ze względów sieciowych, co zobrazowano w tabeli 1, w zestawieniu z dniem poprzednim.

Oczywiście w przypadku wyłączeń elementów wytwórczych lub sieciowych, NTC w obu kierunkach ulega dalszemu zmniejszeniu.

Powyższe ograniczenia sieciowe (zwłaszcza w kierunku eksportu) mogą zostać zlikwidowane dzięki rozwojowi sieci przesyłowej. Zgodnie z [9], w najbliższych latach jest planowane uruchomienie następujących elementów sieciowych, redukujących ograniczenia na SwePol:

- stacje najwyższych napięć: Żydowo Kierzkowo ZDK, Gdańsk Przyjaźń GDP, Pelplin PLP;

- linie 400 kV: Żydowo Kierzkowo – Słupsk, planowana na 2020; Żydowo Kierzkowo – Gdańsk Przyjaźń, planowana na 2020; Grudziądz Węgrowo – Pelplin - Gdańsk Przyjaźń, planowana na 2020; Żydowo Kierzkowo – Dunowo, planowana na 2022; Żydowo Kierzkowo – Piła Krzewina, planowana na 2022.

Analogicznie dla połączenia z Litwą, linie 400 kV: Olsztyn Mątki – Ostrołęka, planowana na rok 2019; Stanisławów – Ostrołęka, planowana na 2021.

Dzięki tym inwestycjom tzw. wąskie gardła, ograniczające zdolności sieciowe analizowanych połączeń międzysystemowych, przesuną się i będą determinowane przepustowością elementu stałoprądowego, czyli odpowiednio kabla HVDC SwePol (600 MW) oraz stacji przekształtnikowej B2B w Alytus (500 MW).

Tabela 1. Przepływy mocy na przekroju handlowym PL-SE4 w dniach 29 i 30 czerwca 2017 (w MW), na podstawie [8]

Godzina	29.06.2017		30.06.2017	
	SVK_EXP	SVK_IMP	SVK_EXP	SVK_IMP
1	0	52,5	0	395,6
2	0	0	0	155,4
3	0	0	0	0
4	0	0	0	0
5	0	0	0	0
6	0	3,6	0	3,6
7	0	234,1	0	149
8	0	320,8	0	0
9	0	411,5	0	1,3
10	0	597,3	0	264,3
11	0	596	0	296,8
12	0	567,3	0	297,4
13	0	597,4	0	297,7
14	0	438,6	0	297,8
15	0	556,9	0	297,8
16	0	598,1	0	297,7
17	0	598	0	297,8
18	0	593,6	0	302,1
19	0	323,2	0	589,4
20	0	518,3	0	597,9
21	0	598	0	598
22	0	598	0	597,8
23	0	598	0	597,9
24	0	591,5	0	595,9

c) Ograniczenia bilansowe

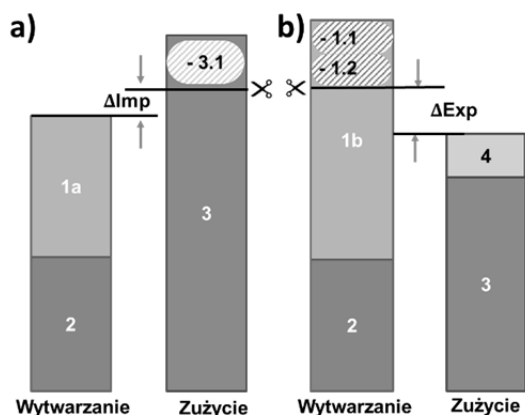
Rozporządzenie CACM definiuje ograniczenia bilansowe (*allocation constraints*) jako „ograniczenia, których należy przestrzegać podczas alokacji zdolności przesyłowych i które są potrzebne, aby utrzymać system przesyłowy w granicach bezpieczeństwa pracy, a które nie zostały przełożone na transgraniczne zdolności przesyłowe lub są potrzebne do zwiększania efektywności alokacji zdolności przesyłowych” [3]. W praktyce ograniczenia te wynikają z konieczności utrzymania równowagi pomiędzy mocą wytwarzaną a zapotrzebowaną w każdej chwili czasowej, co jest obowiązkiem polskiego OSP, nałożonym na niego w Prawie energetycznym [10].

Wykorzystywanie ograniczeń alokacji na dużą skalę przez polskiego OSP wynika z zastosowania w Polsce centralnego dysponowania mocą w modelu rynku bilansującego (*central dispatch market model*). W tych warunkach odpowiedzialność OSP za prowadzenie ruchu w systemie jest znacznie większa, aniżeli odpowiedzialność OSP przy modelu samobilansującym (*self dispatch market models*), gdzie jest ona rozproszona pomiędzy liczne podmioty lokalnie bilansujące zapotrzebowanie na moc

(*balance responsible parties*), np. wytwórców. Definicja obu modeli rynku znajduje się w rozporządzeniu EB GL [11].

Model rynku z centralnym dysponowaniem mocą w Europie poza Polską funkcjonuje jedynie we Włoszech, Grecji, Irlandii, Irlandii Północnej i na Węgrzech [12]. Uzasadnieniem dla jego stosowania w Polsce jest słabo rozbudowana sieć przesyłowa, stosunkowo często zagrożona występowaniem przeciążeń. Z tego względu wartości zdolności przesyłowych, wyznaczone zgodnie z metodą NTC, podlegają następnie weryfikacji z punktu widzenia spełnienia kryteriów bezpieczeństwa pracy systemu polskiego, w szczególności w zakresie dysponowania mocą jednostek wytwórczych. Weryfikacja ta dotyczy:

1. Spełnienia obowiązujących kryteriów w zakresie wymaganej rezerwy mocy dostępnej dla OSP, przy czym:
 - a. W przypadku zdolności przesyłowych w kierunku eksportu, muszą być spełnione wymagania dotyczące rezerwy mocy OSP w stosunku do zapotrzebowania na moc do pokrycia przez elektrownie krajowe, określone dla poszczególnych horyzontów planistycznych w IRiESP.
 - b. W przypadku zdolności przesyłowych w kierunku importu, muszą być spełnione określone w IRiESP wymagania dotyczące poziomu nadwyżki całkowitego zapotrzebowania na moc do pokrycia przez JWCD ciepłe nad sumą ich minimum technicznych.
2. Spełnienia ograniczeń wynikających z warunków pracy elektrowni i jednostek wytwórczych. Ograniczenia te zawężają swobodę zmian stanu pracy jednostek wytwórczych i dotyczą zakresu parametrów, stanu lub konfiguracji pracy jednostek wytwórczych, niezbędnych dla zapewnienia odpowiednich poziomów jakości i niezawodności ich pracy.
3. Minimalizacji liczby odstawianych/uruchamianych JWCD ciepłych w cyklu dobowym.



Rys. 4. Schemat dla stosowania ograniczeń bilansowych w kierunku importu (a) i eksportu (b): 1a - suma minimum technicznych wszystkich aktualnie dyspozycyjnych JWCD, oszacowana przez OSP; 1b - suma mocy dyspozycyjnych JWCD; 1.1 - moce potencjalnie niedostępne z uwagi na ograniczenia sieciowe; 1.2 - dodatkowa rezerwa na pokrycie nieprzewidzianych niedyspozycyjności (np. utrudnione warunki chłodzenia, przerwy w dostawach paliwa, przedłużony czas postoju remontowego); 2 - suma grafik pracy nJWCD dostarczona przez wytwórców (z wyjątkiem farm wiatrowych, których generację prognozuje sam OSP); 3 - prognoza zapotrzebowania; 3.1 - minimalna rezerwa regulacji dla spadku obciążenia w systemie; 4 - minimalna rezerwa regulacji dla wzrostu obciążenia w systemie

Jeżeli w wyniku tej weryfikacji sumaryczne zdolności przesyłowe ATC systemu polskiego w kierunku eksportu lub

importu są mniejsze niż sumaryczne zdolności przesyłowe wyznaczone uprzednio zgodnie z metodą NTC, to zdolności przesyłowe dla realizacji wymiany międzysystemowej na połączeniach synchronicznych i niesynchronicznych są oferowane w wielkościach proporcjonalnie zmniejszonych. Wówczas w niniejszym artykule jest stosowany symbol „ATC”. Na rysunku 4 przedstawiono zasady wyznaczania ograniczeń bilansowych w kierunku importu i eksportu.

Aktualna metodyka wyznaczania ATC na połączeniach asynchronicznych KSE

Stosunkowo niewielkie niepewności dotyczące przesyłu mocy połączeniem stałoprądowym sprawiają, że na połączeniach asynchronicznych z Litwą i Szwecją nie jest wykorzystywany margines bezpieczeństwa przesyłu TRM. Nie występuje na nich dotąd również rynek długoterminowy, a jedynie rynek dobowy (day-ahead). W związku z tym wielkość AAC jest równa zero. Mimo to dla porządku zapisano ją w poniższych równaniach.

Kryteria sieciowe (przede wszystkim spełnienie reguły N-1) w ramach metody NTC są sprawdzane oddzielnie dla każdej z granic (oznaczenia indeksów dolnych: profil synchroniczny - „Synchr”, LitPol Link - „LPL”, SwePol Link - „SPL”, polski obszar optymalizacji - „PLA”) i osobno dla importu i eksportu (indeksy dolne odpowiednio: „Imp” i „Exp”):

$$(3) \quad ATC_{\text{Synchr_Exp}} = NTC_{\text{Synchr_Exp}} - AAC_{\text{Synchr_Exp}}$$

$$(4) \quad ATC_{\text{SPL_Exp}} = NTC_{\text{SPL_Exp}} - AAC_{\text{SPL_Exp}}$$

$$(5) \quad ATC_{\text{LPL_Exp}} = NTC_{\text{LPL_Exp}} - AAC_{\text{LPL_Exp}}$$

Następnie, zgodnie z procedurą opisaną w poprzedniej części artykułu, wyznacza się ograniczenia bilansowe jako jedną wartość dla całego KSE w kierunku eksportu (ΔExp) oraz importu (ΔImp). Do niedawna ograniczenia bilansowe sztucznie dzielono pomiędzy poszczególne granice KSE, proporcjonalnie do uprzednio wyznaczonej sieciowej wartości NTC. Na przykład dla LitPol Link:

$$(6) \quad \Delta\text{Exp}_{\text{LPL}} = \Delta\text{Exp} \frac{ATC_{\text{LPL_Exp}}}{ATC_{\text{Synchr_Exp}} + ATC_{\text{SPL_Exp}} + ATC_{\text{LPL_Exp}}},$$

$$(7) \quad \Delta\text{Imp}_{\text{LPL}} = \Delta\text{Imp} \frac{ATC_{\text{LPL_Imp}}}{ATC_{\text{Synchr_Imp}} + ATC_{\text{SPL_Imp}} + ATC_{\text{LPL_Imp}}}.$$

Ostatecznie wartość ATC dla danego połączenia (na przykład LitPol Link) była mniejszą z dwóch uprzednio obliczonych wartości:

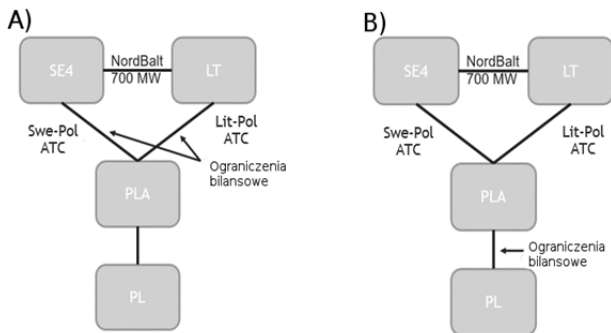
$$(8) \quad \underline{ATC}_{\text{LPL_Exp}} = \min \{ATC_{\text{LPL_Exp}}; \Delta\text{Exp}_{\text{LPL}}\},$$

$$(9) \quad \underline{ATC}_{\text{LPL_Imp}} = \min \{ATC_{\text{LPL_Imp}}; \Delta\text{Imp}_{\text{LPL}}\}.$$

Zgodnie z informacją [1], od 1 lipca 2017 został uruchomiony mechanizm tzw. polskiego obszaru optymalizacji PL_PLA. Jest to narzędzie pozwalające połączyć możliwości połączeń asynchronicznych z Litwą i Szwecją. Schemat modyfikacji obszarów rynkowych SE4-PL-LT przedstawiono na rysunku 5.

Zgodnie ze zmodyfikowaną organizacją rynków zmienia się miejsce stosowania ograniczeń bilansowych. Po wprowadzeniu mechanizmu PL_PLA zdolności bilansowe są uwzględniane dla obu połączeń niesynchronicznych łącznie. W konsekwencji zdolności dla każdego z połączeń asynchronicznych z osobna są wyznaczone jedynie przy uwzględnieniu ograniczeń sieciowych, zgodnie z

zależnościami (4), (5). Zdolności bilansowe dla pojedynczych połączeń są wyznaczone w taki sam sposób jak poprzednio - wzory (6), (7). Natomiast zdolności bilansowe dla obszaru PL_PLA są wyznaczone jako suma ograniczeń bilansowych, przypadających na poszczególne połączenia.



Rys. 5. Konfiguracja obszarów rynkowych: A - dotychczasowa organizacja rynków, B - zmodyfikowana organizacja rynków

Wzory na sumę bilansową dla obszaru PL_PLA są następujące:

$$(10) \quad \Delta \text{Exp}_{\text{PLA}} = \Delta \text{Exp}_{\text{SPL}} + \Delta \text{Exp}_{\text{LPL}},$$

$$(11) \quad \Delta \text{Imp}_{\text{PLA}} = \Delta \text{Imp}_{\text{SPL}} + \Delta \text{Imp}_{\text{LPL}}.$$

Ostatecznie wartość ATC w dalszym ciągu jest wyznaczana jako minimum z ograniczeń sieciowych i bilansowych:

$$(12) \quad \underline{\text{ATC}}_{\text{PLA_Exp}} = \min \{ \text{ATC}_{\text{PLA_Exp}}; \Delta \text{Exp}_{\text{PLA}} \},$$

$$(13) \quad \underline{\text{ATC}}_{\text{PLA_Imp}} = \min \{ \text{ATC}_{\text{PLA_Imp}}; \Delta \text{Imp}_{\text{PLA}} \}.$$

Ograniczenia bilansowe występujące dla całego KSE nadal nie są dzielone przez sam rynek, ale arbitralnie, przy czym już nie na trzy, ale na dwie granice. Natomiast dalej, o podziale zdolności przesyłowych w grafikach wymiany pomiędzy LitPol a SwePol decydują już zawierane transakcje handlowe.

Podsumowanie i perspektywy rozwoju

Metodyka wyznaczania zdolności przesyłowych przez polskiego OSP, choć oparta na powszechnie wykorzystywanej w Europie i dopuszczanej przez kodeks CACM metodzie NTC, różni się od metodyk używanych w innych krajach [13, 14]. Charakterystyczne elementy to stosunkowo rozbudowane ograniczenia sieciowe oraz, co się z tym wiąże, ograniczenia bilansowe, wynikające ze stosowanego modelu rynku bilansującego centralnie dysponowanego przez polskiego operatora.

Opisane w artykule ograniczenia sieciowe mają zniknąć dzięki rozbudowie sieci przesyłowej. Dalsza poprawa, tym razem w stosowaniu ograniczeń bilansowych, jest spodziewana w przyszłości wraz z pełnym wdrożeniem w

poszczególnych europejskich regionach CCR mechanizmu market coupling [15], jak to jest przewidziane w rozporządzeniu CACM. Dzięki temu sztuczny rozdział ograniczeń pomiędzy profil synchroniczny i asynchroniczny KSE zostanie zastąpiony dzieleniem ich przez rynek, w sposób najbardziej efektywny z punktu widzenia dobrobytu społecznego [16].

Autorzy: prof. dr hab. inż. Józef Paska, Politechnika Warszawska, Instytut Elektroenergetyki, ul. Koszykowa 75, 00-662 Warszawa, E-mail: Jozef.Paska@ien.pw.edu.pl; mgr inż. Paweł Terlikowski, Politechnika Warszawska, Instytut Elektroenergetyki, ul. Koszykowa 75, 00-662 Warszawa, E-mail: Pawel.Terlikowski@ien.pw.edu.pl.

LITERATURA

- [1] PSE S.A., Rynek dnia następnego: modyfikacja mechanizmu łączenia rynków SE4-PL-LT przez aktywację polskiego obszaru optymalizacji (PLA), www.pse.pl/index.php?dzid=14&did=3357
- [2] Regulation (EC) No 714/2009 of the European Parliament and of the Council of 13 July 2009 on conditions for access to the network for cross-border exchanges in electricity and repealing Regulation (EC) No. 1228/2003
- [3] Commission Regulation (EU) 2015/1222 of 24 July 2015 establishing a guideline on capacity allocation and congestion management
- [4] Commission Regulation (EU) 2016/1719 of 26 September 2016 establishing a guideline on forward capacity allocation
- [5] PSE S.A., Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej. Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi, 2017
- [6] Korab R., Możliwości zwiększenia zdolności przesyłowych połączeń transgranicznych KSE, *Przegląd Elektrotechniczny*, 87 (2011) nr 2, 87-90
- [7] PSE S.A., Miesięczne raporty z funkcjonowania Krajowego Systemu Elektroenergetycznego i Rynku Bilansującego, www.pse.pl/index.php?modul=8&y=2017&m=5&id_rap=141
- [8] PSE S.A., Dobowe raporty z funkcjonowania Krajowego Systemu Elektroenergetycznego i Rynku Bilansującego. Praca KSE - przepływy mocy na poszczególnych przekrojach handlowych, www.pse.pl/index.php?modul=21&id_rap=9&data=2017-06-30
- [9] PSE S.A., Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2016-2025, 2015
- [10] Prawo energetyczne, Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. Brzmienie od 6 lutego 2017, Dz.U. 1997 nr 54 poz. 348
- [11] Commission Regulation (EU) 2017/2195 of 23 November 2017 establishing a guideline on electricity balancing
- [12] Glowacki M., Central Dispatch System (Electricity Balancing Market), www.emissions-euets.com/-central-dispatch-system-, 2016
- [13] Majchrzak H., Purchała K., Smolira K., New European Electricity Market Regulations and their Impact on the Domestic Market, *Acta Energetica*, 3/24 (2015), 39-43
- [14] Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Gas Markets in 2016, Electricity Wholesale Markets Volume, ACER and CEER, October 2017
- [15] Schavemaker P.H., Beune R.J.L., Flow-based market coupling and bidding zone delimitation: Key ingredients for an efficient capacity allocation in a zonal system, *10th International Conference on the European Energy Market (EEM)*, Stockholm 2013
- [16] Kirschen D.S., Strbac G., Fundamentals of Power System Economics, J. Wiley & Sons, Chichester 2004