

Ocena zdolności przyłączeniowych Krajowego Systemu Przesyłowego w perspektywie długoterminowej

Streszczenie. W artykule przedstawiono nową metodykę wyznaczania dostępnych mocy przyłączeniowych opartą na rozwiązaniu zadania optymalnego rozpyływu mocy (OPF). Jako dodatkowy wskaźnik do optymalizacji poziomu mocy i lokalizacji nowych źródeł wytwórczych wykorzystano krańcowe ceny węzłowe, których rozkład zaprezentowano w postaci map termicznych. Na podstawie przytoczonej metodyki wskazano wyniki analizy w zakresie oceny zdolności przyłączeniowych Krajowego Systemu Przesyłowego w perspektywie długoterminowej.

Abstract. New methodology of determining grid access capacity based on solving optimal power flow problem is presented in the paper. Nodal marginal prices are used as additional indicators to optimize the power level and location of new generation sources. Based on the methodology indicated above the results of analysis of assessing the grid access capacity in Polish National Power System in long-term horizon are also presented. (*The Assessment of Grid Access Capacity of National Transmission System in Long-term Horizon*).

Słowa kluczowe: zdolności przyłączeniowe, system przesyłowy, optymalny rozpyływ mocy, rozwój sieci.

Keywords: grid access capacity, transmission system, optimal power flow, grid development.

doi:10.12915/pe.2014.07.24

Wstęp

Ważnym elementem procesu planistycznego w zakresie rozwoju sieci przesyłowej w horyzoncie długoterminowym jest ocena dostępnych zdolności przyłączeniowych. Wagę tego czynnika eksponuje również zapis ustawy Prawo energetyczne [1], który w art.7 ust. 8l nakłada na przedsiębiorstwa zajmujące się przesyłem i dystrybucją energii elektrycznej obowiązek wyznaczania i podawania do publicznej wiadomości informacji w zakresie wartości dostępnej mocy przyłączeniowej dla źródeł. W związku z powyższym przedsiębiorstwo energetyczne jest zobowiązane opracowywać informacje dotyczące wielkości dostępnej mocy przyłączeniowej dla określonej stacji elektroenergetycznej lub ich grup, wchodzących w skład sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 110 kV, a także planowanych zmianach tych wielkości w okresie następnym 5 lat od dnia publikacji. W ten sposób proces oceny wolnych zdolności przyłączeniowych staje się zadaniem realizowanym cyklicznie i na bieżąco weryfikowanym.

Obecnie w Polsce do przeprowadzenia w praktyce obliczeń zdolności przyłączeniowych wykorzystuje się program rozpyływowy, w którym analiza obciążeń gałęziowych jest prowadzona przy zadanym rozkładzie generacji [2]. Należy przy tym zwrócić uwagę, że rozkład generacji ma zasadnicze znaczenie dla rozdziału obciążeń na gałęzie w danej strukturze i przy określonych parametrach sieciowych. Stąd wiele ze zidentyfikowanych przekroczeń dopuszczalnych termicznych wartości obciążalności gałęziowych może zostać (i zostaje) zlikwidowane poprzez zmianę rozkładu generacji. Zmiana generacji może być prowadzona w trybie eksperckim, bądź algorytmicznie według określonego schematu postępowania i przy zadanym kryterium. Prowadzenie obliczeń w trybie zalgorytmizowanym pozwala na pewną uniwersalność procesu oraz powtarzalność wyników dla tych samych uwarunkowań. Narzędziem, które posiada właściwości wyznaczania obciążeń gałęziowych w trybie zmiany generacji w węzłach wytwórczych jest algorytm optymalnego rozpyływu mocy OPF (Optimal Power Flow). Uzyskiwane w tym trybie obliczeń wyniki pozwalają likwidować ograniczenia sieciowe w pierwszej kolejności poprzez zmianę produkcji źródeł, a dopiero po wyczerpaniu tych możliwości poprzez inwestycje. Uzyskany rozdział obciążeń gałęziowych ma umożliwić funkcjonowanie systemu elektroenergetycznego w ramach nałożonych na niego kryteriów bezpieczeństwa (a więc przede wszystkim

bez występujących przeciążeń prądowych oraz przy dotrzymaniu wymaganego zakresu napięć węzłowych) dodatkowo czyniąc to po jak możliwie najmniejszych kosztach. W praktyce oznacza to, że w niektórych przypadkach wymagana zwiększeniem zdolności przesyłowych inwestycja sieciowa zostaje odroczone w czasie, jednakże uwzględniając wartość pieniądza w czasie uzyskuje się w związku z tym realne korzyści finansowe związane ze znacznym zmniejszeniem nakładów inwestycyjnych. Odroczenie to jest związane z innym (lepszym) wykorzystaniem istniejącej infrastruktury sieciowej [3].

Zadanie OPF

Zadanie OPF jako zagadnienie optymalizacji posiada określoną funkcję celu. Zwykle wykorzystywaną funkcją celu jest minimalizacja kosztu wytwarzania przy zachowaniu bilansu całego systemu. Należy jednak zauważyć, że funkcja celu może przyjmować również inne formy. Powszechnym zastosowaniem jest sformułowanie zadania OPF jako minimalizacji strat przesyłowych lub jako minimalizacji odchylenia poziomu generacji lub innych zmiennych sterujących od optymalnego zadanego punktu. Można także wyznaczyć taką wielkość obciążenia, żeby osiągnąć minimalny harmonogram wyłączeń w sytuacjach awaryjnych. Niezależnie od przyjętej funkcji celu w procesie optymalizacji w zadaniu OPF musi być odpowiednio reprezentowany i dotrzymany zbiór ograniczeń.

Samo zadanie OPF jest zagadnieniem programowania matematycznego, zwykle o dużym stopniu komplikacji. Z tego też powodu zadanie to doczekało się wielu algorytmów rozwiązywania, których wyprowadzenie sprzyjać ma poprawie efektywności uzyskania wyników. Wśród stosowanych metod można wyróżnić najczęściej występujące metody: iteracji-lambda, gradientowe, Newtona, programowania liniowego i punktu wewnętrznego [4]. Jako cechy tych metod można wyróżnić:

- Metoda iteracyjna lambda (lambda iteration method): W metodzie tej straty są reprezentowane za pomocą macierzy B , lub wyznacza się współczynniki kary (poza obliczonym rozpyływem mocy). Taka formuła stosowana jest często w standardowych programach wyznaczania bieżącego rozdziału mocy na węzły wytwórcze.
- Metody gradientowe (gradient methods): Metody gradientowe są wolnozbieżne oraz trudne do zastosowania w przypadku ograniczeń nierównościowych.

- Metoda Newtona (Newton's method): Metoda jest szybkozbieżna, niemniej jednak występują problemy z odwzorowaniem ograniczeń nierównościowych.
- Metoda programowania liniowego (linear programming method): Powszechnie stosowana metoda. Daje możliwość łatwego odwzorowania ograniczeń nierównościowych. Nieliniowość funkcji celu i ograniczeń jest uwzględniana za pomocą linearyzacji.
- Metoda punktu wewnętrznego (interior point method): Kolejna bardzo powszechnie stosowana metoda w przypadku zadania OPF. Ma dużą łatwość odwzorowywania ograniczeń nierównościowych.

Zwykle w zadaniu OPF funkcja celu podlega minimalizacji (np. funkcje kosztów), ale możliwe są również sformułowania, w których maksymalizacja funkcji celu sprzyja poszukiwaniu np. stopnia wykorzystania źródeł odnawialnych. Realizacja zadania OPF następuje przy uwzględnieniu ograniczeń równościowych, nierównościowych, limitów dla zmiennych stanu i zmiennych sterujących. Ograniczenia te można w ogólności przedstawić jako:

$$(1a) \quad \mathbf{g}(\mathbf{z}) = 0$$

$$(1b) \quad \mathbf{h}^- \leq \mathbf{h}(\mathbf{z}) \leq \mathbf{h}^+$$

$$(1c) \quad \mathbf{z}^- \leq \mathbf{z} \leq \mathbf{z}^+$$

gdzie przez \mathbf{z} oznaczono wektor zmiennych (moduły napięć węzłowych, kąty napięć węzłowych, inne parametry systemu), $\mathbf{g}(\mathbf{z})$ zbiór ograniczeń równościowych (gwarantujących rozwiązanie rozprywu mocy), $\mathbf{h}(\mathbf{z})$ zbiór ograniczeń nierównościowych (przykładowo ograniczenia gałęziowe dopuszczalnej przepustowości).

Metodyka wyznaczania dostępnych zdolności przesyłowych

W celu wyznaczenie dostępnych zdolności przesyłowych wykorzystano program rozprywu wyposażony dodatkowo w moduł OPF. Uwzględnianą w niniejszym przypadku funkcją celu był koszt funkcjonowania krajowego systemu przesyłowego (koszt wytwarzania i energii niedostarczonej). Prowadzone za pomocą programu analizy wykonywane były dla stanów normalnej pracy systemu, zakładając symulację działań operacyjnych. Wyniki obliczeń wskazywały zaangażowanie poszczególnych gałęzi w przesył mocy oraz pozwalały na wycenę wartości usunięcia potencjalnych ograniczeń przesyłowych. Brak możliwości likwidacji ograniczeń przesyłowych przy wykorzystaniu działań operacyjnych doprowadzał do potrzeby zidentyfikowania działania inwestycyjnego.

Wykorzystując ww. cechy algorytmu OPF wyznaczono maksymalne dostępne poziomy mocy przyłączeniowych w węzłach 400 kV i 220 kV Krajowego Systemu Przesyłowego (KSP). Węzły KSP zostały pogrupowane w 10 obszarów zgodnie z podziałem przyjętym przez operatora systemu przesyłowego. Podział ten został przedstawiony na rysunku 1.

W celu wyznaczenia maksymalnych mocy przyłączeniowych wprowadzono do modelu sieciowego, do wszystkich węzłów 400 kV i 220 kV „wirtualne” jednostki wytwórcze o jednostkowym koszcie produkcji 0 zł/MWh oraz maksymalnym poziomie produkcji równym 20 000 MW. Uwzględniając fakt, iż program optymalizujący dąży do minimalizacji kosztów generacji energii, w pierwszej kolejności do produkcji energii elektrycznej zostały wykorzystane jednostki najtańsze, a więc w analizowanym przypadku jednostki „wirtualne” o zerowym koszcie produkcji. Wielkość mocy generowanej przez te

jednostki będzie ograniczona jedynie poprzez przyjęte kryteria bezpiecznej pracy systemu, tj. dopuszczalne obciążalności prądowe gałęzi oraz dopuszczalne poziomy napięć.



Rys.1. Przyjęte obszary wyznaczania maksymalnych mocy przyłączeniowych

Maksymalną dostępną moc przyłączeniową w danym obszarze wyznaczono jako:

$$(2) \quad P_{przyl_{max_i}} = P_{obl_i} + P_{G_i} - (P_{nE_i} + P_{nFW_i})$$

gdzie przez $P_{przyl_{max_i}}$ oznaczono maksymalną dostępną moc przyłączeniową w obszarze i , MW; przez P_{obl_i} sumę mocy generowanej we wszystkich „wirtualnych” jednostkach wytwórczych w obszarze i , MW; P_{G_i} – sumę mocy generowanej we wszystkich istniejących jednostkach wytwórczych w obszarze i , MW; P_{nE_i} – sumę mocy maksymalnych elektrowni w obszarze i , MW; P_{nFW_i} – sumę mocy znamionowych farm wiatrowych w obszarze i , MW.

Przykład obliczeniowy

Celem ilustracji opisywanych rozwiązań rozważono pewien przykład obliczeniowy dla którego przyjęto szereg założeń. Podstawą wyznaczenia dostępnych obszarowych mocy przyłączeniowych (moc przyłączeniowa wyznaczona dla danego obszaru) były modele sieciowe opracowane dla lat 2020 i 2025, w których uwzględniono inwestycje sieciowe. Inwestycje te przyjęto na bazie publikowanych informacji związanych z rozwojem KSP. Ponadto uwzględniono zmiany w obszarze generacji oraz globalną prognozę zapotrzebowania na moc czynną. Ze względu na specyfikę zadania OPF powyższy zestaw danych uzupełniono o oszacowane dane ekonomiczne dotyczące kosztów jednostkowych generacji poszczególnych typów bloków wytwórczych.

W analizach uwzględniono również przyłączone źródła odnawialne, w tym w szczególności farmy wiatrowe, dla których przyjęto udział w wymiarze 5% poziomu mocy zainstalowanej. Założenie to nie wpływa jednak na poziom uzyskanych wyników z tej racji, iż zgodnie ze wzorem (2) do obliczenia ostatecznej wartości mocy, która może zostać przyłączona w danym obszarze, przy zachowaniu kryteriów

bezpiecznej pracy systemu elektroenergetycznego, uwzględniono moce znamionowe istniejących źródeł (w tym farm wiatrowych).

Dostępne moce przyłączeniowe określono w pierwszym kroku odrębnie dla warunków szczytu letniego oraz szczytu zimowego, a następnie jako wartość wypadkową wybierano wartość mniejszą z dwóch uprzednio wyznaczonych.

Uzyskane przykładowe wyniki w zakresie dostępnych mocy przyłączeniowych przedstawiono w tablicach 1 i 2. Obszarami o największych możliwościach inwestowania w nowe źródła energii elektrycznej są obszar 4 – Mazowsze oraz obszar 9 – Południe. Dostępną moc przyłączeniową w przypadku tych obszarów (podobnie jak dla większości pozostałych obszarów) warunkują parametry letniej obciążalności termicznej linii (w związku z czym w dalszej części artykułu skupiono się wyłącznie na wynikach dla lata). Wyznaczona w analizach moc przyłączeniowa wynosi odpowiednio w 2020 r. 8 351 MW (obszar 4) oraz 7 110 MW (obszar 9). W 2025 r dla obszaru 4 dostępna moc przyłączeniowa wzrosła o 2%, natomiast dla obszaru 9, tj. Południe aż o 16%. Z kolei obszarami o najmniejszej dostępności mocy przyłączeniowej są obszary 1 – Pomorze oraz 5 – Ziemia Lubuska-Łużyce. Zgodnie z przyjętymi danymi i uzyskanymi przykładowymi wynikami w przypadku tego pierwszego obszaru nie ma obecnie możliwości technicznych przyłączenia nowego źródła wytwórczego.

Tabela 1. Zestawienie maksymalnych mocy przyłączeniowych źródeł [MW] dla warunków szczytu letniego 2020 r.

Obszar	P_{obl}	P_G	$P_{obl}+P_G$	P_n	$P_{obl}+P_G-P_n$
1	6 679	1036	7 714	11 380	-3 665
1a*	2 145	279	2 424	3 007	-583
1b*	6 527	757	7 284	8 373	-1 089
2	4 778	142	4 920	1 509	3 411
3	8 053	634	8 687	3 688	4 999
4	9 254	16	9 270	919	8 351
5	3 525	133	3 658	3 184	474
6	6 595	550	7 146	4 103	3 043
7	8 551	1124	9 675	5 878	3 797
8	9 644	921	10 565	6 964	3 602
9	11 343	1095	12 438	5 328	7 110
10	7 228	5	7 233	341	6 892

*podobszar

Tabela 2. Zestawienie maksymalnych mocy przyłączeniowych źródeł [MW] dla warunków szczytu letniego 2025 r.

Obszar	P_{obl}	P_G	$P_{obl}+P_G$	P_n	$P_{obl}+P_G-P_n$
1	7 965	1103	9 068	12 430	-3 362
1a*	2 201	284	2 485	3 007	-521
1b*	7 925	818	8 744	9 423	-679
2	5 743	144	5 887	1 509	4 377
3	8 618	641	9 259	3 688	5 572
4	9 409	18	9 427	919	8 508
5	4 038	139	4 177	3 184	993
6	6 904	552	7 457	4 103	3 354
7	8 938	1127	10 065	5 878	4 187
8	10 031	922	10 952	6 964	3 989
9	12 493	1096	13 589	5 328	8 261
10	7 432	5	7 437	341	7 096

*podobszar

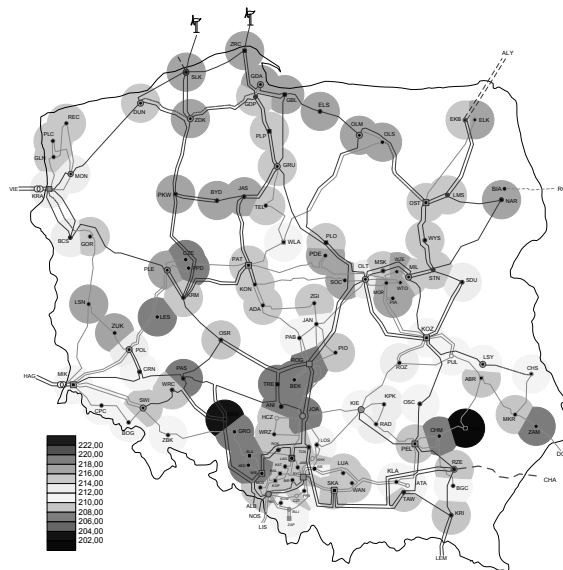
Optymalizacja wielkości i lokalizacji nowych źródeł wytwórczych w KSE

Kolejnym krokiem przeprowadzonych analiz było wyznaczenie krańcowych cen węzłowych. Przedmiotowe ceny mogą służyć jako wskaźnik lokalizacyjny przyszłych inwestycji w zakresie nowych jednostek wytwórczych. Wysoki poziom cen wskazuje na potencjalny niedobór energii w danym węźle i/lub wysoki koszt jej przesłania z innego miejsca w sieci. Wyznaczone ceny węzłowe

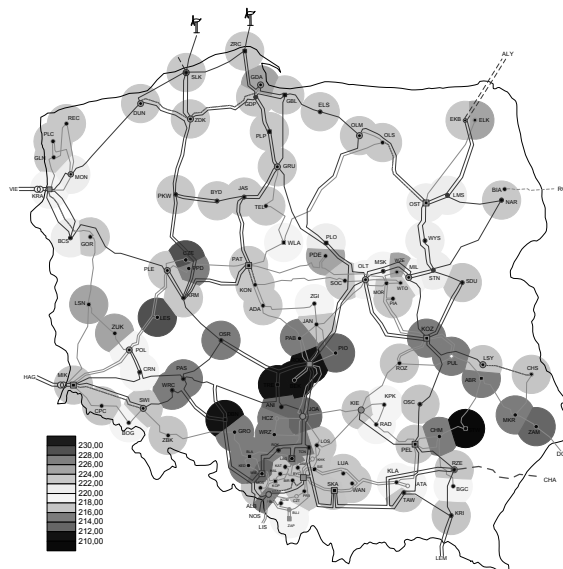
najlepiej odzwierciedlają wszelkie koszty związane z dostarczeniem energii elektrycznej do danego węzła, ponieważ uwzględniają zarówno koszty wytwarzania energii w źródłach, jak i koszty strat przesyłowych oraz dodatkowo koszty wytwarzania wynikające z konieczności uwzględniania ograniczeń (zarówno przesyłowych jak i elektrownianych) w systemie przy doborze składu jednostek wytwórczych pokrywających zapotrzebowanie w węzłach sieci.

Inwestycje w nowe jednostki wytwórcze powinny być lokowane w węzłach, w których wyznaczona cena krańcowa jest najwyższa. W modelowym przypadku idealnym rozwiązaniem byłoby gdyby całe zapotrzebowanie na energię elektryczną było pokrywane przez produkcję tejże energii w tych samych węzłach, w których jest ona konsumowana.

Wyznaczone ceny krańcowe dla szczytu letniego roku 2020 oraz 2025 przedstawiono na rysunkach 2 oraz 3.



Rys.2. Wyznaczone poziomy cen węzłowych dla warunków szczytu letniego 2020 r.



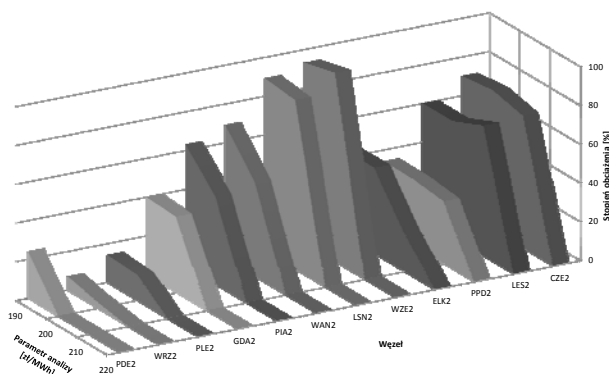
Rys.3. Wyznaczone poziomy cen węzłowych dla warunków szczytu letniego 2025 r.

Jak widać na powyższych rysunkach, przykładowo uruchomienie bloku o mocy maksymalnej równej 1000 MW w jednej ze stacji NN w północnej części kraju przyczynić

się może do obniżenia cen na północy kraju. Choć ceny energii elektrycznej na tym terenie obniżyły się (w porównaniu do modelu bez uruchamianego bloku) to nadal są one wyższe niż na południu. Maksymalne ceny dla wszystkich analizowanych układów (warunki letnie i zimowe 2020 i 2025 r.) odnotowano w Wielkopolsce w stacjach: Czerwonak, Poznań Południe oraz Leszno. Wszystkie ww. stacje to węzły 220 kV słabo powiązane z resztą systemu (maksymalnie dwie linie wychodzące ze stacji). Gorsze warunki cenowe stwierdzono w układach zimowych, w których maksymalny koszt krańcowy energii elektrycznej, odnotowany w stacji Czerwonak wyniósł w 2020 r. – 227,79 zł/MWh a w 2025 r. – 312,02 zł/MWh. Najtańsza energia elektryczna jest dostępna z kolei w stacji Stalowa Wola, której cena wynosi od 201,59 zł/MWh (warunki letnie 2020 r.) do 286,29 zł/MWh (warunki zimowe 2025 r.). Należy przy tym zwrócić uwagę, iż prezentowane wyniki mają charakter wskaźnikowy, a nie handlowy. Oznacza to, że poziom cen krańcowych nie powinien być traktowany jako element handlowy. Nie oznacza to jednak, że wskaźniki oparte na krótkookresowych cenach węzłowych nie mogą być wykorzystywane w operacjach rynkowych. Przykłady tego typu można znaleźć u wielu operatorów systemu [5].

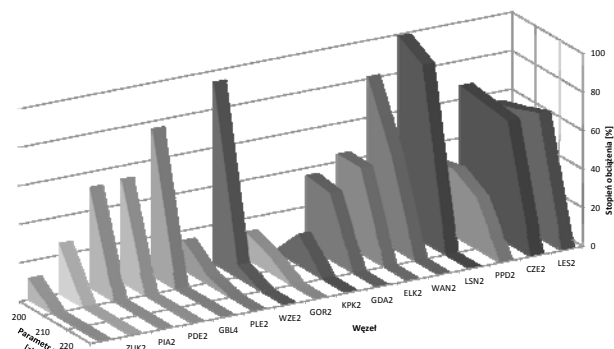
W celu dalszej optymalizacji mocy i lokalizacji nowych źródeł wytwórczych przeprowadzono analizę doboru generacji za pomocą OPF we wszystkich węzłach 400 kV i 220 kV w funkcji przyjętych kosztów produkcji energii we wprowadzonych do modelu „wirtualnych” jednostkach wytwórczych (traktowanych jako parametr analizy). Na podstawie otrzymanych rezultatów wytypowano dwie lokalizacje, w których wprowadzono nowe jednostki wytwórcze o maksymalnej mocy równej 1000 MW i zbadano ich wpływ na ceny krańcowe energii elektrycznej (a więc na równowagę podaży-popytu).

Analiza parametryczna optymalnej lokalizacji dodatkowych generatorów w funkcji ich kosztów produkcji wskazała, iż najlepszym rozwiązaniem byłoby przyłączenie nowych jednostek w stacjach Czerwonak oraz Leszno (rysunki 4 oraz 5).



Rys.4. Dobór lokalizacji generatorów w funkcji kosztu produkcji dla warunków szczytu letniego 2020 r.

Uzyskane rezultaty potwierdzają zatem lokalizacje wykazane powyżej na podstawie analizy maksymalnych cen krańcowych. Należy jednak zaznaczyć ograniczenia sieciowe warunkujące poziom rozpatrywanych mocy. Ze względu na możliwości wyprowadzenia mocy należy przyjąć, że moc znamionowa generatorów nie przekroczy 700 MW w stacji Czerwonak oraz 650 MW w stacji Leszno.



Rys.5. Dobór lokalizacji generatorów w funkcji kosztu produkcji dla warunków szczytu letniego 2025 r.

Wnioski

W analizie posłużono się zadaniem OPF w celu wyznaczenia maksymalnych dostępnych zdolności przyłączeniowych dla umownych 10 obszarów KSP. Zdolności przyłączeniowe zostały wyznaczone przy uwzględnieniu obciążalności długotrwałej gałęzi sieci przesyłowej 400 kV i 220 kV. Wykorzystanie zadania OPF, zawierającego możliwość zmiany generacji pomiędzy węzły elektrowniane pozwala na lepsze wykorzystanie zdolności przesyłowych układu sieciowego. Własność ta pozwala na większą elastyczność analizy. Należy jednak zwrócić uwagę, że wyznaczone przykładowe wielkości mocy przyłączeniowych spełniają kryterium bezpieczeństwa, ale jedynie w stanach quasi-ustalonych pracy ciągłej. Zwiększenie poziomu wymagań bezpieczeństwa pracy KSP będzie skutkowało obniżeniem zdolności przyłączeniowych.

Innym wykorzystaniem wyników uzyskiwanych w ramach realizacji algorytmu OPF jest zastosowanie krótkookresowych cen węzłowych do lokalizacji potencjalnych przyszłych mocy wytwórczych w obszarach sieciowych. Posługiwanie się tymi wskaźnikami zwiększa zakres informacji o funkcjonowaniu obecnym i przyszłym systemu elektroenergetycznego przy zachowaniu zarówno standardów technicznych jak i ekonomicznych.

LITERATURA

- [1] Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. *Prawo energetyczne*. Dz.U. nr 153, poz. 1504 (z późniejszymi zmianami)
- [2] Przygodzki M., *Możliwości oceny zdolności przyłączeniowych w krajowym systemie elektroenergetycznym*, *Rynek Energii*, 4 (2010), 89-94
- [3] Korab R., *Zdolności przyłączeniowe krajowej sieci 400 i 220 kV*, *Rynek Energii*, 2 (2010), 66-71
- [4] Wood A., Wollenberg B., *Power Generation, Operation, and Control*. John Wiley & Sons Inc., 1996
- [5] Korab R., *Optymalizacja operatorstwa przesyłowego w krajowym systemie elektroenergetycznym*. *Wydawnictwo Politechniki Śląskiej*, Gliwice, 2011

Autorzy: dr hab. inż. Maksymilian Przygodzki, Politechnika Śląska, Instytut Elektroenergetyki i Sterowania Układów, ul. B. Krzywoustego 2, 44-100 Gliwice; PSE Innowacje Sp. o.o., ul. Warszawska 165, 05-520 Konstancin-Jeziorna, E-mail: maksymilian.przygodzki@pse.pl;
mgr inż. Rafał Turczak, PSE Innowacje Sp. z o.o., ul. Warszawska 165, 05-520 Konstancin-Jeziorna, E-mail: rafal.turczak@pse.pl;
mgr inż. Rafał Gwóźdz, PSE Innowacje Sp. z o.o., ul. Warszawska 165, 05-520 Konstancin-Jeziorna, E-mail: rafal.gwodzdz@pse.pl;
mgr inż. Sławomir Kałuża, PSE Innowacje Sp. z o.o., ul. Warszawska 165, 05-520 Konstancin-Jeziorna, E-mail: slawomir.kaluz@pse.pl