

"POTOP SZWEDZKI" W ELEKTROENERGETYCE? ROŚNIE IMPORT ENERGII DO POLSKI [KOMENTARZ]

Polskie Sieci Elektroenergetyczne udostępniły dane dotyczące wymiany handlowej energii elektrycznej w latach 2016 i 2017. Wyciągnąć można z nich co najmniej kilka wniosków, niestety w większości niepokojących.

Z informacji przekazanych nam przez PSE wynika, że w 2017 roku import energii elektrycznej do Polski osiągnął zawrotny pułap 6753,4 GWh - w porównaniu do 4929 GWh w roku 2016. Najwięcej energii zakupiliśmy ze Szwecji (3141,1 GWh) - ujmując rzecz w nieco szerszym horyzoncie czasowym, Szwedzi w ostatnich 7 latach byli największym importerem prądu do Polski, z wyłączeniem roku 2013, kiedy to nieznacznie wyprzedzili ich Ukraińcy. Wracając jednak do 2017 r. - prąd odebraliśmy także z Litwy (1559,7 GWh), Ukrainy (894,8 GWh), Niemiec (839,5 GWh) oraz Czech (309,1 GWh). Niewielki był natomiast wolumen energii, który napłynął do nas z kierunku słowackiego - zaledwie 9,2 GWh.

W raportowanym okresie polskie firmy sprzedały za granicę 4159,2 GWh energii elektrycznej. Naszymi największymi odbiorcami byli odpowiednio: Niemcy (1862,7 GWh), Słowacy (829 GWh), Czesi (823,6 GWh), Litwini (498,1 GWh) oraz Szwedzi (498,1 GWh).

Aby właściwie zrozumieć powyższe dane, należy również pochylić się nad tymi, które dotyczą roku 2016. Zakupiliśmy wówczas 4929 GWh energii elektrycznej - mamy tutaj zatem do czynienia ze wzrostem o ok. 37% w ujęciu r/r. Podobnie, jak w 2017 r. najwięcej prądu napłynęło do nas ze Szwecji (2623,7 GWh), za sprawą połączenia SwePol Link. Jest to linia, która łączy miejscowość Wierzbęcin niedaleko Słupska do Karlshamm w Szwecji. Liczy sobie ok. 254 km i posiada przekrój 2100 mm². Połączenie o napięciu 450kV i mocy znamionowej 600MW zostało oddane do użytku w roku 2000, jego operatorem są Polskie Sieci Elektroenergetyczne oraz Svenska Kraftnät. Kolejne wolumeny energii odebraliśmy w ramach wymiany handlowej również od takich państw, jak Litwa (1070 GWh), Ukraina (957,4 GWh - było to częściowo związane z kryzysem wywołanym przez upały), Niemcy (158,3 GWh) oraz Czechy (108,9 GWh).

Na uwagę zasługuje fakt, że w 2016 eksportowaliśmy znacznie mniej energii, niż w 2017 - o 96,6%. Odbiorcami były takie państwa, jak: Niemcy (804,4 GWh), Czechy (569 GWh), Litwa (435,8 GWh), Szwecja (171,6 GWh) i Słowacja (136,1 GWh).

Podsumowując tę część tekstu warto nadmienić, że dane za 2017 r. oznaczają, iż już czwarty rok z rzędu mamy do czynienia z ujemnym saldem w handlu energią elektryczną. W roku 2014 wyniosło ono -2963,5 GWh, w 2015 było to -1732,6 GWh, zaś rok później -2812,1 GWh. Rok 2017 zamknęliśmy również na minusie, notując nierównowagę na poziomie -2594,2 GWh. Na taki stan rzeczy wpływa oczywiście szereg czynników, wśród których dominującymi wydają się być ceny energii (w Polsce droższej, jak wskazują eksperci, nawet o 4-8 euro / MWh na podstawowym produkcie) oraz struktura regionalnego rynku energii. W związku z polityką klimatyczną UE (z którą wiążą się zarówno konieczne inwestycje, jak i np. koszty emisji) oraz charakterem naszego miksu

energetycznego, niewiele wskazuje, aby ten stan rzeczy miał ulec znaczącej zmianie. Zwłaszcza, że **tw. pakiet zimowy zakłada znacznie lepszą integrację rynków, która ułatwi import taniej energii (zwłaszcza ze źródeł odnawialnych) do takich krajów, jak Polska.**

Eksperci, z którymi rozmawiała Energetyka24, m.in. dr Przemysław Zaleski, zwracają uwagę, że trendy obserwowane w omówionych powyżej danych jednoznacznie wskazują na narastający problem: „Zaczyna nam powoli brakować mocy, gospodarka się rozwija, musimy wyłączać stare jednostki - jak np. Elektrownia Adamów”. Wiąże się to z wymaganiami stawianymi przez regulacje unijne - np. konkluzje BAT. Wymuszają one na producentach energii przeprowadzenie kosztownych działań modernizacyjnych lub wyłączenie jednostek nie spełniających nowych wymagań dotyczących zanieczyszczeń. Polskie Sieci Elektroenergetyczne kreślą tutaj dwa potencjalne scenariusze - modernizacyjny oraz wycofań.

W pierwszym z nich miałyby zostać dokonane inwestycje, które pomogą istniejącym źródłom wypełnić nowe normy. Zakłada on jednak, że już w roku 2022 wystąpi niedobór nadwyżki mocy dostępnej dla Operatora Systemu Przesyłowego, zaś już rok później będzie on niemożliwy do skompensowania przez operatorskie środki zaradcze. Lata 2030 - 2035 to czas, w którym możemy mieć do czynienia z deficytami energii i brakiem możliwości pokrycia zapotrzebowania przez krajowych producentów.

Drugi scenariusz zakłada, że zamiast modernizować (wysokim kosztem) stare jednostki, wyłączymy je z eksploatacji. Oznaczałoby to wystąpienie niedoborów wymaganej nadwyżki mocy już w roku 2020 - na poziomie niemożliwym do skompensowania przez wspomniane już wcześniej środki zaradcze. Lata 2021 - 2035 (a więc niemal 10 lat wcześniej, niż w pierwszym scenariuszu). to czas, w którym nie będziemy dysponować możliwościami w zakresie pokrycia zapotrzebowania odbiorców przez krajowe jednostki.

O tym jak dotkliwie mogą być kłopoty z niedoborem energii przekonaliśmy się w sierpniu 2015 roku, kiedy to Polskie Sieci Elektroenergetyczne, po wykorzystaniu wszystkich przewidzianych prawem środków zaradczych, podjęły decyzję o wprowadzeniu 10 sierpnia 2015 tzw. stopni zasilania, oznaczających w praktyce poważne ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej. W godzinach 10:00-17:00 ogłoszony został 20 stopień zasilania, zaś w godzinach 17:00 - 22:00 - 19 stopień zasilania. Oznacza to, iż w szczytowym okresie odbiorcy, dla których wielkość mocy umownej wynosiła powyżej 300 kW, zostali zobowiązani do zmniejszenia poboru "(...) do poziomu ustalonego minimum, nie powodującego zagrożeń i zakłóceń". Oczywiście wiązało się to z potężnymi trudnościami dla ok. 1600 polskich firm, które zostały narażone na koszty i zmuszone do przeorganizowania swojego systemu pracy. O skali problemu najlepiej świadczy liczba postępowań prowadzonych przez Urząd Regulacji Energetyki wobec przedsiębiorstw, które nie dostosowały się do ograniczeń - mowa tu o 1200 podmiotach. Do myślenia daje fakt, że firmy decydowały się na takie kroki pomimo grożących im potężnych kar - sięgających nawet 15 proc. przychodu z roku poprzedzającego rok wydania decyzji.

Oczywiście od tego czasu podjęto szereg działań mających poprawić bezpieczeństwo KSE, ale w dłuższym horyzoncie czasowym coraz wyraźniejsza będzie stawać się luka, opisana nieco wcześniej. Eksperci zwracają uwagę, że w nadchodzących latach możemy mieć do czynienia z dwoma potencjalnymi scenariuszami, które mogą występować naprzemiennie. Z jednej strony coraz więcej wskazuje na to, że rosnać będzie nasze uzależnienie od importu energii elektrycznej z zagranicy - wynika to zarówno z prognoz zapotrzebowania (tabela poniżej), jak i wspomnianych już wyłączeń. W zależności od tempa rozbudowy połączeń transgranicznych oraz ich struktury, może dojść do sytuacji, w której „obca” energia (choć wiele zależy tutaj od wolumenów) będzie stanowiła nie tylko uzupełnienie krajowych potrzeb, ale również poważny kłopot dla rodzimych wytwórców.

Presja cenowa, pod którą się znajdują, nie ułatwi procesów inwestycyjnych i w dłuższej perspektywie może pogłębić kłopoty naszego sektora elektroenergetycznego. Budowa kolejnych źródeł o wysokim koszcie produkcji (w przeciwieństwie np. do atomu, OZE, czy nawet gazu) na pewno nie pomoże w uporaniu się z tym problemem.

Zobacz także: [Energa zabezpiecza dostawę węgla do Ostrołęki](#)

Zobacz także: [PSE: Kolejny krok w rozwoju usług DSR w Polsce](#)