

MECHANIZMY, ZASADY I REGULACJE DOTYCZĄCE BILANSOWANIA FARM WIATROWYCH [ANALIZA]

Szczegóły dotyczące bilansowania farm wiatrowych opisuje dziś dr Przemysław Zaleski.

W przestrzeni medialnej w ostatnim czasie pojawiły się zapowiedzi dotyczące korekty dotyczące zasady 10 H dla budowy śródlądowych farm wiatrowych. Z wypowiedzi udzielonej niedawno mediom w Poznaniu przez Minister Przedsiębiorczości i Technologii - Jadwigę Emilewicz wynika, że mogą się pojawić zmiany w prawie pozwalające na umożliwienie realizacji inwestycji wiatrowych, tam, gdzie istnieją tereny pozwalające na bardziej dogodną lokalizację wiatraków, jak tereny po górnicze czy poprzemysłowe. Oczywiście zasada zachowania praw o stanowieniu terenu i udziału w podejmowaniu decyzji o lokalizacji turbin wiatrowych przez lokalną społeczność zostaje zachowana, jednak stworzenie innych możliwości inwestycyjnych ucieszyło branżę oraz przedstawicieli przemysłu tego sektora.

Warto zatem przypomnieć mechanizmy i zasady związane z jednym z istotnych problemów i obszarem ryzyka w zarządzaniu tą formą produkcji energii, czyli bilansowaniem, ponieważ w funkcjonowaniu podmiotów na rynku energetycznym ważna jest nie tylko produkcja energii elektrycznej, ale także zapewnienie stabilności Krajowego Systemu Elektroenergetycznego, czyli eliminacja problemów związanych z zaburzeniem dostaw.

W tym celu każdy podmiot produkujący energię (nie wyspowo) zobowiązany jest do prowadzenia wszelkich działań, które pozwalają do zbilansowania systemu oraz zarządzania ograniczeniami systemowymi. Problem ten w mniejszym stopniu dotyczy bilansowania energii ze źródeł konwencjonalnych, choć jest także konieczny na wypadek awarii, a także planowanie prac remontowych i konserwacyjnych. Jednakże bilansowanie źródeł konwencjonalnych jest zdecydowanie łatwiejsze, ponieważ większość zdarzeń można zaplanować z długoterminowym wyprzedzeniem. W przypadku odnawialnych źródeł energii ten element jest bardziej problematyczny, ponieważ związany jest z wpływem czynników pogodowych, częstą ich zmiennością i w związku z tym dużą nieprzewidywalnością oraz precyzyjnym zaprognozowaniu warunków meteorologicznych [1]. Zmniejszenie lub zwiększenie temp. powietrza o 15°C, powoduje wzrost albo spadek energii kinetycznej wiatru o ok. 5%. Przy przypadku wzrostu lub spadku ciśnienia o ok. 60 hPa, następuje wzrost lub spadek energii kinetycznej wiatru o ok. 5%.[2] Dlatego przy ocenie inwestycji w ten rodzaj źródła energii istotna jest tzw. „kaloryczność wiatru”, ponieważ każdy obszar geograficzny charakteryzujące się w pewnym stopniu stałym przepływem wiatru. Najczęściej farmy łączą kilka położonych w odległości turbin wiatrowych, które są połączone z sobą, z zapewnieniem równowagi systemu poprzez elementy infrastruktury, takie jak transformatory czy interkonektory sieciowe. Każda farma wiatrowa ma szczególną, definiującą dynamikę dla swojej zdolność wytwarzania energii [3]. Skrzydła turbin wiatrowych zależna jest od tzw. wydajności, czyli prędkości wiatru w trzeciej potęgde, jest to problem bardzo istotny. Siła wiatru jest najmniejsza przy ziemi i generalnie wzrasta wraz z wysokością (określane jako funkcja potęgowa - wykładnicza) oraz ulega zmianom dziennym,

miesięcznym i sezonowym. Według ekspertów usytuowanie gondoli turbozespołu wiatrowego na wysokości 160 m nad poziomem gruntu umożliwi zwiększenie energii wiatru od 35% do 45% w odniesieniu do takiego samego turbozespołu umieszczonego na wysokości 100 m[4].

Odnawialne źródła energii OZE, są obecnie w UE jednym z najważniejszych kierunków inwestycyjnych, a ich przyrost w krajowych mixach energetycznych krajów członkowskich stale wzrasta. Według wytycznych planów określonych krajowymi planami działania w zakresie energii odnawialnej (NREAP) energia wiatrowa będzie odgrywać istotną rolę dla osiągnięcia ambitnych celów w zakresie energii odnawialnej. Planuje się aby do 2020 r zainstalowana moc w krajach członkowskich Unii Europejskiej (UE) wyniosła 209,6 GW (z tego aż 165,6 GW dotyczy farm śródlądowych) [5]. Przy tak wysokim wzroście źródeł OZE, a zwłaszcza w tych państwach, które w największym stopniu wykorzystują elektrownie wiatrowe do produkcji prądu, istotnym problemem jest utrzymanie żelaznej rezerwy, koniecznej do zapewnienia stabilności systemu energetycznego i dostaw energii na wymaganym poziomie, w razie gwałtownej zmiany prognozowanych warunków meteorologicznych [6]. Wymagana rezerwa, to ok. 95% mocy zainstalowanych turbin wiatrowych. Utrzymanie gotowości rezerw jest związane z dużymi kosztami, co niestety w sposób bezpośredni przekłada się na koszt wytwarzanej energii elektrycznej. Wprowadzana jest energia elektryczna wytwarzana przez farmy wiatrowe do sieci elektrycznych przez operatorów systemów przesyłowych (OSP) oraz dostarczane konsumentom przez operatorów systemów dystrybucyjnych (OSD). Istotnym zagadnieniem jest bilansowanie energii wprowadzanej przez Farmy Wiatrowe do Krajowego Systemu Energetycznego, ponieważ są one tzw. „źródłem chimerycznym” czyli nie pracującym równo przez cały czas w przeciwieństwie do typowej elektrowni konwencjonalnej. W systemie elektroenergetycznym w każdej chwili pobór energii przez odbiorców musi być zrównoważony przez jej wytwarzanie, co oznacza, że produkcja energii w farmie wiatrowej należy zabezpieczyć innym, stabilnym źródłem.

W przypadku gdy Odbiorca zakontraktuje określoną ilość energii z farmy wiatrowej, a prognoza jej pracy nie sprawdzi się, dokonuje się zakup brakującej energii na rynku bilansującym (często określanym jako rynek techniczny). W Polsce warunkiem uczestnictwa w rynku bilansującym przez FW jest podpisana umowa o świadczenie usług przesyłania energii z Operatorem Systemu Przesyłowego OSP oraz z lokalnym Operatorem Systemu Dystrybucji – OSD oraz posiadanie ważnej koncesji na wytwarzanie energii jako Uczestnik Rynku Bilansującego (wytwórca) określany symbolem URBw. W skład Rynku Bilansującego wchodzi jednostki grafikowe, które w przypadku farmy wiatrowej określa się je jako Jednostka Grafikowa Źródeł Wytwórczych - JG_{zw}, będące zbiorami Miejsc Dostarczania Energii Rynku Bilansującego - MD_{Ere}. Dla Jednostek Grafikowych w ramach procesów realizowanych na rynku bilansującym wyznacza się prognozowane i planowane ilości dostaw energii, w tym ilość deklarowaną, zweryfikowaną oraz skorygowaną, rzeczywiste ilości dostaw energii, odchylenia pomiędzy dostawami planowanymi i rzeczywistymi i dane handlowe (kto komu płaci).

W przypadku farm wiatrowych ich jednostka grafikowa (JG_{zw}) jest określonym terytorialnie zbiorem fizycznych Miejsc Dostarczenia Energii Rynku Bilansującego (F_{MB}), w których do obszaru RB przyłączone są źródła energii elektrycznej wykorzystujące energię wiatrową (lub poprzez które są reprezentowane dostawy energii realizowane przez źródła wykorzystujące energię wiatru, nieprzyłączone do obszaru RB). Dlatego jednostka grafikowa z farmy wiatrowej jest jednostką pasywną. Najczęściej w jej skład wchodzi jedna lub więcej jednostek wytwórczych (postawionych obok siebie), zlokalizowanych w określonym obszarze Krajowego Systemu Elektroenergetycznego. Konfigurację JG_{zw} ustala się z OSP w uzgodnieniu z właściwym URB. Dla rynku bilansującego przyjęto zasadę, że to użytkownik systemu będący odbiorcą końcowym jest odpowiedzialny za bilansowanie handlowe swoich dostaw energii na RB, ale może także ustanowić innego URB, który w ramach swojej JG odbiorczej będzie odpowiedzialny za jego bilansowanie handlowe. Jednakże w przypadku jednostki grafikowej dla farmy wiatrowej, nawet jeżeli są one bilansowane w JG_{zw} innego URB, zawsze dotyczy to Obszaru Agregacji Źródeł Wiatrowych (OAZW) odpowiednich do lokalizacji tych źródeł. Co istotne,

na takim pojedynczym Obszarze Agregacji Źródeł Wiatrowych mogą być zdefiniowane różne JG_{zw} , ale w przypadku farmy wiatrowej fizyczne Miejsce Dostarczania Energii Elektrycznej Rynku Bilansującego (μMB) może być przyporządkowane tylko do jednej JG_{zw} . [7].

Przypisy:

1. van der Wiel, LP Stoop, BRH van Zuijlen, R. Blackport, MA van den Broek, FM Selten, *Meteorological conditions leading to extreme low variable renewable energy production and extreme high energy shortfall*, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 111, September 2019, Pages 261-275
2. Jian Wu, Jinlin Zha, Deming Zhao, Qidong Yang, *Changes in terrestrial near-surface wind speed and their possible causes: an overview*, Climate Dynamics, September 2018, Volume 51, Issue 5-6, pp 2039-2078
3. Juliana Subtil Lacerda, Jeroen C.J.M. van den Bergh, *Mismatch of wind power capacity and generation: causing factors, GHG emissions and potential policy responses*, Journal of Cleaner Production xxx (2015) 1e12
4. Eric Lantz, 1 Owen Roberts, 1 Jake Nunemaker, 1 Edgar DeMeo, 2 Katherine Dykes, 1 and George Scott, *Increasing Wind Turbine Tower Heights: Opportunities and Challenges*, NREL is a national laboratory of the U.S. Department of Energy Technical Report NREL/TP-5000-73629 May 2019
5. Javier SerranoGonzález, RobertoLacal-Aránategui, *A review of regulatory framework for wind energy in European Union countries: Current state and expected developments*, [Renewable and Sustainable Energy Reviews](#) Volume 56, April 2016, Pages 588-602 April 2016, Pages 588-602
6. M. Grams, R. Beerli, S. Pfenninger, I. Staffell, H. Wernli, **Balancing Europe's wind-power output through spatial deployment informed by weather regimes**, Nat Clim Change, 7 (2017), p. 557
7. Commission Regulation (EU) 2017/2195 of 23 November 2017 establishing a guideline on electricity balancing (Text with EEA relevance.)