

System elektroenergetyczny nowej generacji – jak przygotować się na dominację OZE?



DR ALEKSANDRA GAWLIKOWSKA

Wicedyrektorka Departamentu Strategii, Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.

Polski system elektroenergetyczny wchodzi w okres fundamentalnej przebudowy. W perspektywie dekady źródła odnawialne mają odpowiadać już za dwie trzecie produkcji energii, co zmieni nie tylko strukturę krajowego miksu, ale również sposób bilansowania systemu i zapewniania jego stabilnej pracy. Coraz większego znaczenia nabiorą magazyny energii, elastyczność odbiorców, rozproszone zasoby oraz nowe usługi systemowe. Rynek będzie musiał dostosować się do rzeczywistości, w której okresy wysokiej podaży energii będą przeplatać się z okresami jej ograniczonej dostępności. Jak przygotować Krajowy System Elektroenergetyczny do tej zmiany i sprawić, by zapewniał odbiorcom bezpieczeństwo dostaw przy racjonalnych kosztach?

*Rozmowę prowadzi Marcin Wandałowski
– redaktor publikacji Kongresu Obywatelskiego.*

Jak powinien wyglądać docelowy model polskiego systemu elektroenergetycznego w perspektywie najbliższej dekady? Jakie zmiany są dziś najważniejsze, aby pogodzić bezpieczeństwo dostaw, rosnący udział odnawialnych źródeł energii oraz racjonalne koszty energii?

To bardzo szerokie i skomplikowane pytanie. Bez wątpienia dynamiczne zmiany zachodzące w krajowej energetyce spowodują, że za dziesięć lat system będzie wyglądał zupełnie

inaczej niż obecnie. Nie zmienia to jednak faktu, że dziś nie mamy jeszcze wypracowanego docelowego, gotowego do wdrożenia modelu tego systemu.

Starając się wyjść naprzeciw temu wyzwaniu, uruchomiliśmy proces związany z tworzeniem Mapy drogowej rynku energii elektrycznej (MAPRE). Chcemy, wspólnie z uczestnikami rynku, zastanowić się, gdzie będą pojawiały się największe potrzeby systemu, co i w jakich obszarach będzie się zmieniało oraz w jaki sposób uczestnicy rynku będą mogli razem z nami przygotować się do tych zmian. Nie chodzi zatem o to, aby już teraz przesądzić

wszystko w najdrobniejszych szczegółach, celem jest raczej zrozumienie kierunków zmian.

Dynamiczne zmiany zachodzące w krajowej energetyce spowodują, że za dziesięć lat system będzie wyglądał zupełnie inaczej niż obecnie. Nie zmienia to jednak faktu, że dziś nie mamy jeszcze wypracowanego docelowego, gotowego do wdrożenia modelu tego systemu.

Jakie są najważniejsze wnioski z dotychczasowych konsultacji MAPRE – czy widać już, które elementy obecnego modelu rynku wymagają najgłębszych zmian?

Mapę podzieliliśmy na cztery obszary: wystarczalność, bilansowanie, usługi systemowe oraz zarządzanie ograniczeniami. W każdym z nich sytuacja wygląda nieco inaczej. Rozmawiamy z uczestnikami rynku, żeby dowiedzieć się, co nowi wytwórcy, magazyny energii czy odbiorcy będą mogli w tych obszarach zaoferować, jakie są potrzeby systemu i czy wszyscy rozumiemy je w ten sam sposób.

Nie powiedziałabym więc, że jeden konkretny element obecnego modelu wymaga najgłębszych zmian. Chodzi raczej o określenie przyszłych potrzeb Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE) i o to, w jaki sposób przyszli dostawcy usług mogą się przygotować, aby na te potrzeby odpowiedzieć.

Mimo dynamicznej sytuacji i braku ostatecznego, docelowego kształtu

rynku, PSE zakłada osiągnięcie do 2035 roku gotowości KSE do bezpiecznej i stabilnej pracy w warunkach bezemisijnego miksu energetycznego. Co w praktyce oznacza taka gotowość?

Za dziesięć lat źródła odnawialne będą produkować dwie trzecie energii elektrycznej w polskim systemie. W tej chwili jest to jedna trzecia, więc za dekadę proporcje te się odwrócą. Dobrze obrazuje to olbrzymią skalę zmiany.

Z perspektywy operatora wyzwaniem jest nie tylko zmiana struktury wytwarzania energii elektrycznej, ale przede wszystkim zamykanie źródeł synchronicznych, które obecnie kształtują parametry sieci i zapewniają charakterystyki niezbędne do jej stabilnej i bezpiecznej pracy. Chodzi m.in. o inercję, moc bierną, moce zwarciove czy sztywność sieci.

Gotowość systemu w 2035 roku oznacza więc w praktyce możliwość utrzymania jego stabilnej i bezpiecznej pracy bez konieczności wymuszania pracy źródeł synchronicznych.

Zasadniczy handel energią powinien docelowo odbywać się na rynku hurtowym – przede wszystkim na rynku dnia następnego i dnia bieżącego. Jaką rolę powinien w takim modelu pełnić rynek bilansujący?

Tak jak Pan wspomniał, do handlu energią elektryczną służy rynek hurtowy – zarówno rynek dnia następnego i dnia bieżącego, jak i wcześniejsze, rynki terminowe. W ramach dialogu z uczestnikami rynku wielokrotnie podkreślaliśmy, że rynek bilansujący nie jest parkietem do handlu – to rynek techniczny, na którym operator powinien podejmować

działania w sytuacjach awarii czy błędów prognoz. Tymczasem obecnie trafia na niego istotny wolumen energii elektrycznej, co zwiększa koszty bilansowania.

Z perspektywy operatora, wyzwaniem jest nie tylko zmiana struktury wytwarzania energii elektrycznej, ale przede wszystkim zamykanie źródeł synchronicznych, które obecnie kształtują parametry sieci i zapewniają charakterystyki niezbędne do jej stabilnej i bezpiecznej pracy.

Dlaczego zatem tak duży wolumen energii trafia dziś na rynek bilansujący?

W toku dialogu z rynkiem zaobserwowaliśmy wiele przyczyn takiej sytuacji – zarówno obiektywnych, jak i wymagających działań po stronie uczestników rynku. Trudno na przykład prognozować produkcję czy pobór przy bardzo dużej liczbie prosumentów. Jednocześnie widzimy, że w Polsce w niewielkim stopniu wykorzystywany jest rynek *intraday*.

Co w takim razie można zrobić, żeby poprawić jakość bilansowania i zwiększyć odpowiedzialność uczestników rynku za własne pozycje?

Już wcześniej publikowaliśmy informacje dotyczące niezbilansowania uczestników rynku i jakości bilansowania poszczególnych podmiotów. Obecnie planujemy publikację nowych wskaźników dotyczących podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie (POB).

Widzimy też potrzebę odpowiedniego motywowania uczestników rynku ceną niezbilansowania. Powinna ona odzwierciedlać

fakt, że na rynku bilansującym wykorzystujemy rezerwy, a operator jest ostatnią instancją zabezpieczającą bilans systemu.

Zaproponowaliśmy również powiązanie poziomu zabezpieczeń finansowych z wolumenem niezbilansowania, a w przypadku bardzo dużych i długotrwałych naruszeń ostatecznym działaniem mogłoby być rozwiązanie umowy przesyłowej.

Nie chodzi jednak o karanie uczestników rynku. Wiele podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie już dziś robi to dobrze, wykorzystując prognozy generacji i odbioru, a następnie aktywnie działając na rynku. Chodzi o to, żeby rynek hurtowy pozostawał podstawowym miejscem handlu, a rynek bilansujący był traktowany zgodnie ze swoją rolą – jako rynek techniczny.

Rosnący udział OZE oznacza, że coraz większa część produkcji energii będzie zależna od warunków pogodowych. Jak powinien funkcjonować rynek, aby radzić sobie zarówno z okresami nadmiaru energii z OZE, jak i z sytuacjami, gdy tej energii jest za mało?

Istotą systemu elektroenergetycznego jest to, że w każdej chwili generacja musi odpowiadać zapotrzebowaniu. Wszystkie działania zmierzają więc do tego, aby nawet wtedy, gdy początkowo energii jest za dużo albo za mało, ostatecznie w systemie było jej dokładnie tyle, ile potrzeba.

W Polsce mamy już ponad 37 GW mocy OZE, podczas gdy łączne moce w systemie wynoszą blisko 80 GW, a szczytowe zapotrzebowanie – około 27 GW. Z okresami nadprodukcji i niedoboru będziemy więc mieli do czynienia

również w przyszłości – to będzie cecha systemów elektroenergetycznych z dużym udziałem OZE.

Nie chodzi przy tym o to, żeby w ogóle nie było redysponowania OZE. Trudno sobie wyobrazić, żeby źródła odnawialne zawsze produkowały tyle energii, na ile pozwalają słońce i wiatr. Chcemy natomiast ograniczać nierynkowe redysponowanie OZE przez operatora, które jest jedynie środkiem uzupełniającym bilansowanie systemu, i w pierwszej kolejności wykorzystywać rozwiązania rynkowe. Udział OZE w rynku bilansującym jest właśnie takim rynkowym sposobem. Jednocześnie pojawiają się technologie zwiększające elastyczność poboru, która będzie szczególnie potrzebna w okresach nadprodukcji.

Rynek bilansujący nie jest parkietem do handlu – to rynek techniczny, na którym operator powinien podejmować działania w sytuacjach awarii czy błędów prognoz. Tymczasem obecnie trafia na niego istotny wolumen energii elektrycznej, co zwiększa koszty bilansowania.

Czy główną barierą dla zwiększenia elastyczności systemu są dziś kwestie technologiczne, czy raczej ekonomiczne – brak odpowiednich bodźców i zasad rynkowych?

Nie postrzegałabym tego w ten sposób. Wszystkie te elementy są ze sobą powiązane. Jesteśmy po prostu w momencie bardzo szybkich zmian, za którymi rozwój elastyczności jeszcze nie nadążył. Mamy dużą produkcję ze źródeł OZE, które korzystają również

z systemów wsparcia, przez co, do pewnego momentu, nie reagują na ceny ujemne. Jednocześnie w systemie nadal funkcjonują źródła nieelastyczne.

Dodatkowo niebawem w krajowym systemie pojawią się duże magazyny energii elektrycznej, które w znacznym stopniu pomogą zwiększyć jego elastyczność. Pozwolą magazynować energię w okresach, gdy produkcja z OZE jest wysoka i przewyższa zapotrzebowanie, a następnie wykorzystywać ją wtedy, gdy nie wieje wiatr i nie świeci słońce. Uzyskanie możliwości przesuwania zapotrzebowania pozwoli lepiej bilansować okresy nadwyżek i niedoborów energii.

Jak powinna zmienić się współpraca między PSE a operatorami systemów dystrybucyjnych, aby potencjał rozproszonych źródeł, magazynów energii i odbiorców mógł być w pełni wykorzystywany przez system?

Rozszerzyłabym to pytanie, bo zmienia się nie tylko struktura produkcji energii elektrycznej, lecz także grono dostawców usług niezbędnych systemowi. Część charakterystyk zapewnianych dotychczas przez źródła synchroniczne będzie musiała być dostarczana w inny sposób. To sprawia, że współpraca między PSE a operatorami systemów dystrybucyjnych (OSD) staje się coraz ważniejsza

Zmiany te znajdują już odzwierciedlenie w przepisach. Dotyczy to m.in. rynku usług elastyczności, który jest rozwijany przez OSD, ale także współpracy przy zarządzaniu ograniczeniami. Procedowane obecnie rozporządzenie systemowe określa zasady tej współpracy, które jako operator

wypracowujemy wspólnie z OSD. Chodzi przede wszystkim o planowe usuwanie ograniczeń w sieciach dystrybucyjnych oraz aktywację rozproszonych zasobów, w tym zasobów elastyczności.

Zmienia się nie tylko struktura produkcji energii elektrycznej, lecz także dostawcy usług systemowych. Część charakterystyk zapewnianych dotychczas przez źródła synchroniczne będzie musiała być dostarczana w inny sposób. To sprawia, że współpraca między PSE a operatorami systemów dystrybucyjnych staje się coraz ważniejsza.

Im więcej można zrobić na poziomie sieci dystrybucyjnych i im lepiej można zarządzać dostępnymi tam zasobami, tym mniej działań potrzeba na poziomie sieci przesyłowej. To zmiana, którą obserwujemy nie tylko w Polsce. Współpraca operatorów przesyłowych i dystrybucyjnych wszędzie się zacieśnia – energia nie płynie już wyłącznie w jedną stronę: od sieci do odbiorców. Stąd też rola OSD coraz bardziej przesuwa się w kierunku aktywnego zarządzania zasobami znajdującymi się w sieciach dystrybucyjnych.

Wspomniała Pani o usługach systemowych. Wraz ze spadkiem roli dużych elektrowni konwencjonalnych system będzie potrzebował nowych sposobów zapewnienia m.in. inercji czy regulacji napięcia. Jak odpowiedzieć na to wyzwanie w ramach nowej struktury systemu?

Uczestnicy rynku, w tym zasoby przyłączone do sieci dystrybucyjnych, takie jak moduły wytwarzania czy magazynowania energii,

odgrywają coraz większą rolę w systemie. Żaden operator – ani sieci przesyłowej, ani systemów dystrybucyjnych – nie jest w stanie samodzielnie zapewnić wszystkich parametrów potrzebnych do prawidłowej pracy systemu. Potrzebuje do tego zasobów funkcjonujących w systemie. Dlatego zapewnienie odpowiednich parametrów pracy systemu, m.in. poprzez nieczęstotliwościowe usługi systemowe, jest jednym z większych wyzwań.

Nie oznacza to jednak, że nowe źródła nie mają potencjału do świadczenia takich usług czy zapewniania stabilności sieci – ten potencjał istnieje, natomiast trzeba określić odpowiednie wymagania i sposób jego wykorzystania. Część z nich wynika z kodeksów sieciowych, a my pracujemy nad ich wdrożeniem i rozmawiamy z uczestnikami rynku m.in. o tym, czego będziemy oczekiwać w zakresie *grid-formingu* oraz w jaki sposób pozyskiwać potrzebne usługi.

Generalnie potrzebne parametry systemu mogą być zapewniane na różne sposoby. Jednym z nich jest kontraktowanie usług od nowych zasobów, innym – wykorzystanie bloków, które przestaną produkować energię, ale nadal będą mogły zapewniać parametry potrzebne do stabilnej pracy systemu. Do poszczególnych rozwiązań trzeba podchodzić etapami, ponieważ nie wszystkie kwestie są już rozstrzygnięte. Również na poziomie europejskim trwa dyskusja o tym, jak kontraktować takie usługi.

Wspomniała Pani, że przed podobnymi wyzwaniami stoją dziś również operatorzy w innych krajach. Czy są systemy, których doświadczenia mogą być dla PSE szczególnie inspirujące?

Patrzemy przede wszystkim na tych operatorów, którzy są najbardziej zaawansowani i już dzisiaj

mierzą się z wyzwaniami związanymi z dużym udziałem OZE w systemie, takich jak brytyjski NESO czy operatorzy z Belgii oraz państw nordyckich. Nie ma jednego gotowego modelu, który moglibyśmy od nich po prostu skopiować, ale doświadczenia tych operatorów są dla nas inspiracją.

PSE jest operatorem systemu przesyłowego, ale w bardzo dużym stopniu odpowiada również za infrastrukturę teleinformatyczną, bezpieczeństwo jej pracy oraz systemy wymiany danych. Wraz ze wzrostem liczby podmiotów uczestniczących w rynku znaczenie tej infrastruktury będzie rosło.

Zwracamy uwagę zarówno na kwestie merytoryczne – na przykład na to, jak radzą sobie z poszczególnymi usługami czy wymaganiami dotyczącymi *grid-formingu* i inercji – jak i na sam proces wdrażania zmian. Wiele z tych kwestii jest również przedmiotem dyskusji na poziomie Unii Europejskiej i prac związanych z kodeksami sieciowymi. Interesuje nas więc również to, w jaki sposób nowe usługi były wprowadzane: czy poprzedzały je pilotaże, jakie dokumenty przygotowywano i jak wyglądały konsultacje z rynkiem.

Rosnąca liczba rozproszonych źródeł i odbiorców zwiększa znaczenie sterowalności oraz wymiany danych. Czy transformacja systemu elektroenergetycznego staje się w coraz większym stopniu również projektem cyfrowym?

Zdecydowanie tak. Potrzebujemy coraz większej przewidywalności, czyli lepszego

prognozowania pracy źródeł i odbiorców, ale również pomiarów prowadzonych w czasie rzeczywistym oraz sprawnej wymiany danych. Wszystko po to, żeby operatorzy mieli jak największą wiedzę o tym, co w danym momencie dzieje się w systemie.

Jesteśmy operatorem systemu przesyłowego, ale w bardzo dużym stopniu odpowiadamy również za infrastrukturę teleinformatyczną, bezpieczeństwo jej pracy oraz systemy wymiany danych. Wraz ze wzrostem liczby podmiotów uczestniczących w rynku znaczenie tej infrastruktury będzie rosło.

Co powinno być najważniejszym efektem Mapy drogowej rynku energii z punktu widzenia odbiorcy – bezpieczeństwo dostaw, lepsze wykorzystanie OZE, ograniczenie kosztów funkcjonowania systemu czy ostatecznie przede wszystkim cena energii?

Z punktu widzenia operatora systemu przesyłowego najważniejsze jest zapewnienie stabilności i bezpieczeństwa pracy systemu oraz pozyskanie tego, czego system potrzebuje, w sposób jak najbardziej efektywny ekonomicznie. Operator nie odpowiada za całość transformacji, ale jest elementem, który umożliwia jej realizację innym sektorom. Dlatego w obszarach wskazanych w MAPRE chodzi o realizację naszych podstawowych zadań: zapewnienie wystarczalności, bilansowanie systemu, utrzymanie stabilnych parametrów pracy sieci oraz wspólne z OSD zarządzanie ograniczeniami. Wszystko po to, żeby odbiorcy mogli korzystać z energii elektrycznej, szczególnie w sytuacji, gdy jesteśmy u progu dalszej elektryfikacji gospodarki. I choć operator odpowiada

za niewielką część końcowego rachunku za energię, to nowe usługi czy rozbudowę sieci chcemy realizować w taki sposób, żeby minimalizować koszty ponoszone przez odbiorców.

Z perspektywy samych odbiorców priorytety mogą być różne. Dla gospodarstw domowych najbardziej bezpośrednim punktem styku z systemem jest rachunek za energię.

Odbiorca nie musi mieć świadomości, ile działań jest podejmowanych, żeby energia była dostępna w każdej chwili. Z perspektywy dużych odbiorców i przemysłu znaczenie mają zarówno bezpieczeństwo dostaw i cena energii elektrycznej, jak i dostęp do czystej energii. Czynnikiem jest więc wiele, ale myślę, że najbardziej czytelnym wskaźnikiem pozostaje cena – energia jest przecież obecna w każdym produkcie i każdej usłudze. ■

O ROZMÓWCZYNI

dr **Aleksandra Gawlikowska** – Wicedyrektorka Departamentu Strategii w Polskich Sieciach Elektroenergetycznych. Ekspertka w zakresie polityki energetycznej UE, rynku energii elektrycznej i bezpieczeństwa energetycznego. Doktor nauk ekonomicznych, autorka licznych analiz i publikacji dotyczących sektora energetycznego.

Partnerzy



SAMORZĄD
WOJEWÓDZTWA POMORSKIEGO

Pomorski Fundusz Rozwoju
sp. z o.o. z siedzibą w Gdańsku



Spółka Samorządu
Województwa Pomorskiego



POLSKO-AMERYKAŃSKA
FUNDACJA WOLNOŚCI

maritex
ELECTRONIC COMPONENTS



BGK
BANK GOSPODARSTWA
KRAJOWEGO

PFR
Polski Fundusz Rozwoju



Polska
Strefa Inwestycji



POMORSKA
SPECJALNA STREFA
EKONOMICZNA



POLSKIE
ELEKTROWNIE
JĄDROWE

Enea

fortum



ZWIĄZEK WOJEWÓDZTW
RZECZYPOSPOLITEJ POLSKIEJ