Systemy elektroenergetyczne krajów UE poddane są presji transformacji spowodowanej przede wszystkim wytyczeniem ambitnych celów polityki klimatycznej. Komisja Europejska w lipcu 2015 roku sformułowała wytyczne*New Energy Market Design*, czyli nowe zasady organizacji rynku energii.

Koncept ten był poprzedzony wizją Unii Energetycznej wszystkich państw Unii Europejskiej, zaprezentowaną przez KE w lutym 2015 r. Strategia Unii Energetycznej zasadza się na pięciu filarach: bezpieczeństwo energetyczne, wspólny zintegrowany rynek energii, efektywność energetyczna, dekarbonizacja gospodarki oraz badania i rozwój innowacji. Równolegle, ostatnio na grudniowym szczycie klimatycznym w Paryżu, wypracowywany jest konsensus w sprawie ochrony klimatu. Wszystkie te elementy składają się w spójną całość przyszłego modelu rynku energii w Europie.

Nowe wytyczne dla europejskiej elektroenergetyki

Choć opracowanie na tym etapie nie przedstawia jeszcze sprecyzowanych celów i mechanizmów, przebijają się tam następujące elementy: rozwój energetyki prosumenckiej, wdrożenie wewnętrznego rynku energii (Internal Energy Market), czyli większa integracja sieci, w tym koordynacja pomiędzy Operatorami Systemów Przesyłowych i unifikacja taryf dystrybucyjnych, wzmocnienie znaczenia Europejskiej Sieci Operatorów Systemów Przesyłowych Energii Elektrycznej (ENTSO-E) oraz Agencji ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki (ACER). Zasadniczą rolę w wizji nowej organizacji rynku energii odgrywają zasoby po stronie popytu. Komisja Europejska podkreśliła znaczenie efektywności energetycznej, która ma być traktowana zawsze priorytetowo, dzięki czemu ograniczone zostaną inwestycje w sektorze wytwarzania. W dalszej kolejności wymagane jest uelastycznienie rynku energii, szczególny niewykorzystany potencjał widoczny jest po stronie popytowej. Komisja postuluje, aby zwiększyć interakcję między wytwórcą, dystrybutorem oraz końcowym odbiorcą energii, tak aby do klientów transmitowane były bodźce cenowe, co ułatwi zarządzanie popytem. W tym celu należy ściślej powiązać rynki hurtowe z detalicznymi.

[mc4wp_form id=”84″]

Komisja podkreśla zachowanie regionalnego podejścia w takich aspektach jak wsparcie dla OZE, które oczywiście mają być dalej intensywnie rozwijane, przy równolegle postępującej dekarbonizacji. Jednocześnie sieć elektroenergetyczna ma być coraz lepiej zintegrowana, co wymaga rozbudowy transgranicznych połączeń. W tym zakresie przedstawiono cel na poziomie 10% wolumenu każdego rynku

krajowego.

Dokument zawiera też komentarz odnośnie rynku mocy (CMR), który funkcjonuje w niektórych krajach UE, a kilka kolejnych, w tym Polska, rozważa wprowadzenie mechanizmów mocowych. Niestety, nie jest on zbyt przychylny tej koncepcji. Wg prognoz, Unia Europejska, jako całość, będzie posiadała w niedalekiej przyszłości nadwyżki mocy wytwórczych, a elementy rynku mocy mogą doprowadzić do dalszego przeinwestowania w sektor wytwórczy. Ponadto nieskoordynowane wprowadzanie rynków mocy na różnych zasadach może zakłócić proces integracji systemu energetycznego UE. Jednakże Komisja zauważa, iż implementacja rynków mocy może być uzasadniona w pewnych przypadkach, gdy na danym rynku występują strukturalne niedobory mocy wytwórczych. Otwiera to okno dla wsparcia konwencjonalnej energetyki węglowej w polskich warunkach.

Wyzwania dla Polski

System elektroenergetyczny w naszym kraju jest, powiedzmy szczerze, dość przestarzały, a jego modernizacja jest konieczna. W najbliższych latach potrzebne są wielomiliardowe inwestycje zarówno w nowe źródła wytwarzania, jak i w sieci przesyłowe i dystrybucyjne. Zmiany w trybie pracy i konsumpcji powodują wzrost popytu na energię w szczycie, szczególnie latem, m.in. ze względu na coraz popularniejszą klimatyzację. W szczególności obowiązkowy wzrost udziału OZE w miksie energetycznym skutkuje bardziej nieregularnymi przepływami energii i wymaga kosztownego przystosowania sieci do mocy maksymalnych źródeł zmiennej generacji.

Warto też nadmienić, iż polski rynek energii, dotychczas mocno wyizolowany, będzie – zgodnie z założeniami *New Market Design* – z czasem poddany daleko idącej integracji z sąsiednimi krajami. Z jednej strony jest to szansa na zwiększenie niezawodności systemu taniej, niż stawiając wyłącznie na krajową rezerwę mocy, a z drugiej strony wiążą się z tym zagrożenia większej zmienności cen – głównie ze względu na spodziewane przepływy z północnych Niemiec i Danii w wietrzne dni – co może postawić w trudnej sytuacji konwencjonalne elektrownie węglowe, a ponadto wymaga modernizacji sieci. Polska będzie musiała również zaimplementować model *Smart Grid*, czyli inteligentnych sieci. Praktyka pokazuje, że zarządzanie stroną popytową (np. „negawaty") jest relatywnie tanim, a przy tym skutecznym mechanizmem bilansowania systemu.

Z pewnością konieczne jest też dostosowanie miku energetycznego. Wzrost cen

Materiał pobrany ze strony Instytutu Sobieskiego, sobieski.org.pl[autor].

uprawnień do emisji CO2 w pierwszej kolejności wypchnie z rynku źródła oparte na węglu brunatnym. Dywersyfikacja produkcji energii w Polsce powinna być zaplanowana z uwzględnieniem dostępnych w Polsce surowców energetycznych i potencjału dla rozwoju poszczególnych technologii odnawialnych. Spodziewany jest dalszy wzrost udziału farm wiatrowych, paneli fotowoltaicznych i współspalania biomasy. Powstają też inne źródła niekonwencjonalne od dawna obecne w gospodarkach lepiej rozwiniętych, jak energia z odpadów. Decyzja o lokalizacji długo wyczekiwanej elektrowni jądrowej ma zapaść w 2019 r. Dodajmy, że Polacy są w skali Europy bardzo entuzjastycznie nastawienie do energetyki nuklearnej. Podsumowując, Polskę czeka energetyczna rewolucja. Musimy ją przeprowadzić mądrze.

[irp]

Źródło: Biznes Alert. Czytaj dalej...

Materiał pobrany ze strony Instytutu Sobieskiego, sobieski.org.pl[autor].