

Czy niedoinwestowana sieć elektroenergetyczna ograniczy rozwój fotowoltaiki?

Does improperly invested power grid set the limits of photovoltaics development?

Grzegorz Wiśniewski

Instytut Energetyki Odnawialnej

e-mail: gwisniewski@ieo.pl

ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-7708-6058>

Abstract

Since a several years Poland became one of the European leader in investment in photovoltaic (PV). Last 3 years 2,5-3,5 GW of new capacity were added yearly. In the first quarter of 2022 total PV capacity passed 10 GW, what gives Poland the 20th position in the world and 7th in the EU. The forecasts, based on developers plans for '2030 assumed 27-30 GW.

New circumstances, after Russian aggression to Ukraine, gas blackmail and energy crisis, on the top of ongoing climate crises need a new, accelerated strategy. It is reflected in new EU solar strategy. Also for energy security and energy independence Poland require more renewable energy from indigenous reserves. However even 27 GW of PV in 2030 is now in risk. Poland is phasing slow down period in the PV investment in the coming years 2023-2025 (when shortage and extremely high prices of energy are expected), due to the limited access of new projects to the power grid. Already in 2021 more than 26 GW of new projects haven't get the grid connection permits. Despite different sources of financing there is no clear plan for improvement of renewable energy sources connection to the grid. So probably, urgent energy transition might be blocked by grid underdevelopment in so called PV hosting capacity. The article identifies some strange (e.g. no will for fast improvements in the case of energy storage) and some structural barriers to overcome problems with grid connections to make energy transition real successful.

Keywords – photovoltaic power, power grid development, PV hosting capacity, permission for grid connections, energy security, energy monopole

Instytut Energetyki Odnawialnej (IEO) w najnowszym raporcie *Rynek Fotowoltaiki w Polsce 2022* [1] potwierdził niewątpliwy sukces w rozwoju fotowoltaiki zwieńczony przekroczeniem 10 GW mocy przyłączonej do sieci. W dekadzie 2012-2021 przybywało średnio 1 GW nowych mocy rocznie, a w ostatnich trzech latach od 1,5 GW do 3,5 GW. Jednocześnie jednak postawił tezę, że niedoinwestowane sieci energetyczne (lub niewłaściwe ukierunkowanie inwestycji sieciowych) stanowią największą barierę dalszego rozwoju całego sektora fotowoltaicznego i transformacji energetycznej w Polsce.

Narastanie barier infrastrukturalnych dla rozwoju sektora fotowoltaiki (PV) stoi w sprzeczności z potrzebami chwili i interesami strategicznymi Polski i Unii Europejskiej (UE). W najnowszej strategii Plan REPowerEU [2], powstałej w odpowiedzi na szantaż energetyczny Rosji z celem redukcji zużycie gazu do 2030 roku o 30% (czyli o 100 mld m³), masowy rozwój odnawialnych źródeł energii (OZE) ma być podstawą uniezależnienia się od paliw kopalnych z Rosji, a w centrum tych działań znalazła się zdecentralizowana energetyka słoneczna i dedykowany jej element „EU solar strategy”. Strategia solarna zakłada przyłączenie do sieci 320 GW mocy PV do roku 2025 (przy 136 GW w roku 2020) i 600 GW do roku 2030. Zdaniem Komisji Europejskiej ta dodatkowa moc zastąpi 9 miliardów m³ gazu rocznie do roku 2027.

W dokumencie towarzyszącym REPowerEU Komisja zwraca uwagę na konieczność rozwiązywania problemów związanych z przyłączeniem odnawialnych źródeł energii do sieci, które wynikają bardzo często z niewystarczających przepustowości sieci, co wywołuje konflikty z operatorami sieci dystrybucyjnych i przesyłowych dotyczące interpretacji przepisów technicznych, dostępu do danych czy podziału kosztów przyłączenia i opóźnia projekty.

Komisja postuluje, że narzędziem do rozwiązania problemów związanych z przyłączeniem do sieci jest zapewnienie przejrzystości w zakresie informacji o przepustowości sieci, najlepiej poprzez obowiązki dotyczące otwartych danych i internetowe bazy danych w postaci systemów informacji geograficznej i podaje dobre przykłady z Belgii i Hiszpanii. Przejrzystość umożliwia bowiem inwestorom skupienie się na lokalizacjach o większej dostępności przepustowości sieci i uwzględnienie przewidywanych kosztów przyłączenia do sieci przy podejmowaniu decyzji o wyborze lokalizacji.

Średnioterminowa prognoza rozwoju fotowoltaiki dla Polski

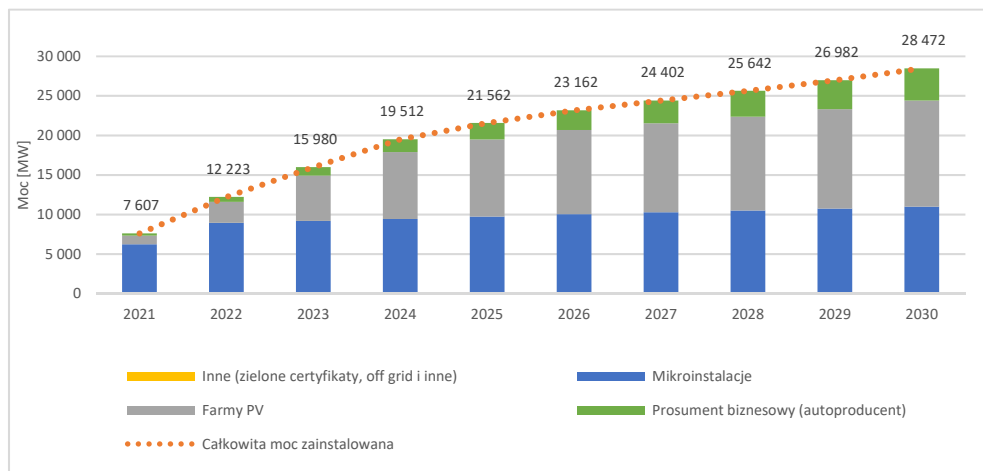
Według najnowszej prognozy mocy zainstalowanych w fotowoltaice, opracowanej przez IEO w sytuacji nasilających się odmów przyłączenia nowych źródeł PV do sieci (i czasowego odłączenia lub ograniczania mocy oddawanej do sieci ze źródeł już do niej przyłączonych, w tym źródeł prosumenckich), rozwój fotowoltaiki będzie postępował, ale spadnie tempo jej rozwoju.

W bieżącym roku oraz następnych latach będziemy obserwować widoczny spadek przyrostu nowych mocy w mikroinstalacjach prosumenckich. Nowa formuła programu „Mój Prąd” będzie sprzyjać spokojnemu stabilnemu wzrostowi nowych mocy oraz będzie formą zabezpieczenia dla okresu przejściowego, zanim zostaną wdrożone ceny dynamiczne dla prosumentów. Zmiana systemu net metering na net billing sprawi, że prosumenci zaczną przykładać większą wagę do zarządzania energią i będą zwiększać bieżącą autokonsumpcję energii z PV, np. decydując się na budowę magazynów energii, w tym promowanych w programie „Mój Prąd” (4-ta edycja – od kwietnia 2022 roku) magazynów ciepła.

Wzrośnie także rola prosumentów biznesowych, a trend ten będzie się nasilał w kolejnych latach. Aktywność firm w rozwijaniu projektów PV w modelu autoproducenta rośnie w odpowiedzi na wzrosty cen energii, w szczególności dla przedsiębiorstw przemysłowych. Dysponują one zarówno odpowiednimi powierzchniami, jak i olbrzymimi możliwościami przyłączania źródeł fotowoltaicznych do sieci zakładowych, a perspektywa rozwoju tego segmentu rynku jest duża. Sprzyjać temu będzie również rozwój i budowa nowych obiektów, zarówno usługowych, jak i produkcyjnych, oraz modernizacja obecnych pod określone wymogi i standardy. Przechodzenie firm na zieloną energię to obecnie jeden z głównych modeli i trendów biznesowych, wynikający z rosnących oczekiwań ze strony klientów oraz partnerów, oczekujących minimalizacji śladu węglowego.

Lata 2022-2024 według prognozy, to okres najszybszego przyrostu nowych mocy PV w segmencie farm słonecznych. Zgodnie z najnowszą bazą danych IEO, obejmującą rozwijane projekty fotowoltaiczne, na stan z I kwartału bieżącego roku, na rynku jest 12,5 GW projektów z zapewnionymi warunkami przyłączenia do sieci. Tej puli znajduje się ok. 5 GW mocy jeszcze niewybudowanych, ale już zakontraktowanych w aukcjach na dostawę energii z OZE.

Zaktualizowaną prognozę przedstawiono na rysunku 1. Scenariusz zakłada, że moc 20 GW w fotowoltaice zostanie osiągnięta w roku 2025, a w 2030 skumulowana moc zainstalowana może wynieść nawet 28,5 GW.



Rysunek 1. Prognoza mocy zainstalowanej w PV [MW] do roku 2030

Źródło: Opracowanie własne w oparciu o materiały IEO.

Siłą napędzą (projekty inwestycyjne w toku) rozwój mocy PV będzie postępował do roku 2024, ale od roku 2025 prognozuje się spowolnienie segmentu farm z uwagi na przewidywane coraz większe problemy z uzyskaniem nowych warunków przyłączenia do sieci. W najbardziej konserwatywnym scenariuszu stan ten może się utrzymywać aż do roku 2028. Plany wolnych mocy przyłączeniowych publikowanych przez operatorów sieci dystrybucyjnej (OSD) zmniejszane z kwartału na kwartał nie są obiecujące dla branży w perspektywie najbliższych pięciu lat.

W celu utrzymania rozwoju PV konieczne jest usunięcie barier administracyjnych i sieciowych oraz tworzenie regulacji i uwarunkowań prawnych ułatwiających dostęp do sieci. Przykładem niezbędnych regulacji wspierających jest wypracowanie definicji tzw. linii bezpośredniej (możliwość bezpośredniego połączenia linią energetyczną wytwórcy energii i odbiorcy) oraz tworzenie przestrzeni i ułatwień dla nowych segmentów rynku tj. agrofotowoltaika. Zrealizowanie powyższych postulatów pozwoli na uzyskanie w per-

spektywie średnio- i długoterminowej mocy wyższych od prognozowanych w scenariuszu IEO, i wejścia na szybką ścieżkę uzależnia się od importu surowców energetycznych z Rosji.

Bariery sieciowe

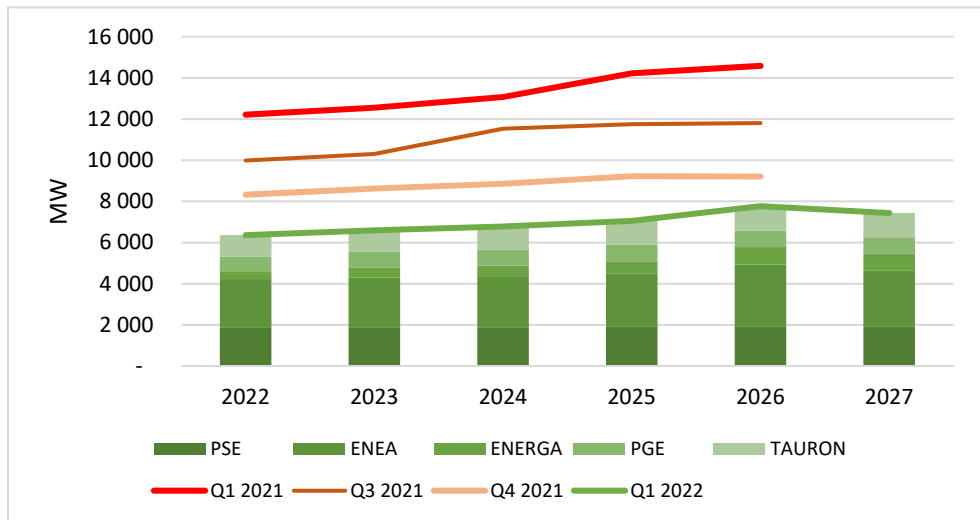
Przyłączanie nowych źródeł energii elektrycznej do systemu jest uwarunkowane możliwościami, dostępnością i stanem infrastruktury sieciowej. To znaczy, że rozwój elektrowni fotowoltaicznych jest od strony technicznej limitowany dostępnością mocy przyłączeniowych.

Operatorzy systemów dystrybucyjnych, zgodnie z przepisami ustawy Prawo energetyczne, aktualizują i udostępniają informacje o wielkości dostępnych mocy przyłączeniowych dla sieci powyżej 1 kV dla najbliższych 5 lat. Przeprowadzona została analiza planów udostępnianych przez czterech największych operatorów w ciągu ostatniego roku. Wynika z niej, że łączna dostępna moc przyłączeniowa na najbliższe pięć lat będzie się zawierać w przedziale 6-8 GW. Porównując aktualne plany (Q1 2022) z planami wydanymi przez OSD rok temu (Q1 2021) widać spadek o mniej więcej połowę. Obrazuje to stan i wydolność sieci elektroenergetycznej, jednocześnie ukazując coraz większe problemy w tym obszarze. Plany na rok 2025 w ciągu roku spadły o 50%, z 14,2 GW dostępnej mocy przyłączeniowej do 7,1 GW.

Zmiany w wielkości (spadki) dostępnych mocy przyłączeniowych zgłaszanych w ostatnich kwartałach na kolejne 5 lat według operatorów przedstawia rysunek 2.

U wszystkich operatorów odnotowano znaczne, kwartał po kwartale, spadki dostępnych mocy przyłączeniowych. Największe obniżenie mocy w planach przyłączeniowych z Q1 2021 w stosunku do Q1 2022 odnotowała Enea, która (pomimo tego) na koniec Q1 ma największy potencjał przyłączeniowy spośród OSD. Najmniejszy potencjał jest raportowany przez operatorów na terenie dystrybucji obsługiwanym przez Enerę i PGE.

Potencjał przyłączania nowych mocy wytwórczych nie jest równomiernie rozłożony na terenie kraju. Województwa z największym potencjałem przyłączeniowym należą do OSD ENEA Operator, który jednocześnie wydaje najwięcej warunków przyłączenia, a z kolei bardzo niski i spadający z roku na rok potencjał można zauważyć we wschodniej części kraju.



Rysunek 2. Dostępne moce przyłączeniowe według operatorów sieci

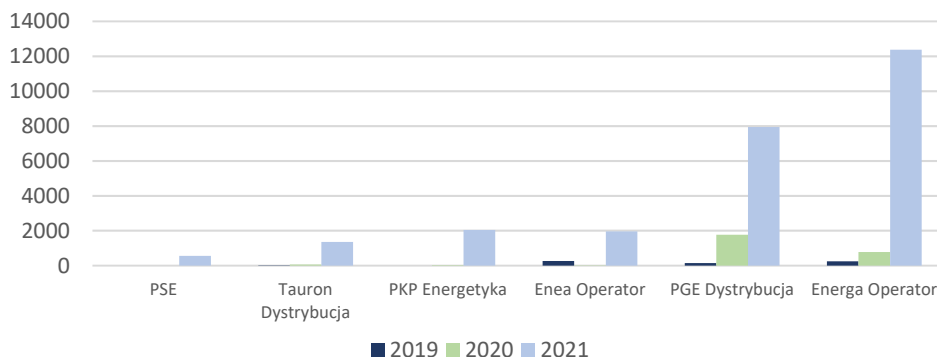
Źródło: Opracowanie własne w oparciu o dane firm: Tauron Dystrybucja, PGE, Dystrybucja, Enea Operator, Energa Operator.

Największa wydolność sieci jest w woj. wielkopolskim. Wielkopolska oraz woj. kujawsko-pomorskie to te, które jako jedyne mają mieć ponad 1 GW dostępnej mocy przyłączeniowej i znacznie wyróżniają się na tle pozostałych województw. Na drugim końcu spektrum dostępności mocy są województwa świętokrzyskie, lubelskie, dolnośląskie, opolskie oraz przede wszystkim podlaskie, które nie ma ani 1 MW dostępnej mocy przyłączeniowej.

Zmniejszanie się wielkości dostępnych mocy przyłączeniowych w perspektywie najbliższych 3-5 lat nie byłyby tak trudne dla branży PV, gdyby nie mnogość odmów warunków przyłączenia do sieci dla nowych projektów wydawanych przez OSD. Zgodnie z danymi Urzędu Regulacji Energetyki (URE) za rok 2021, udostępnionymi IEO, zauważalny był gigantyczny wzrost liczby odmów wydania warunków przyłączenia (WP). Szczegółowe dane o odmowach wydania WP dla PV, przekazane przez URE do IEO w trybie dostępu do informacji publicznej w marcu 2022 roku, różnią się (są wyższe) od zagregowanych danych ogólnych o odmowach wydania warunków przyłączenia dla wszystkich ubiegających się o nie, zawartych w sprawozdaniu Prezesa URE za rok 2021. Autor artykułu wykorzystał dane szczegółowe.

Łącznie dla 6 największych operatorów sieci (przesyłowej i dystrybucyjnej) suma odmów wydania warunków przyłączenia, przeliczając na moc, wzrosła z 457 MW do 25 667,4 MW, tj. 56 razy więcej.

Jak obrazuje rysunek 3, w ostatnim czasie najtrudniej było uzyskać warunki przyłączenia do sieci na terenie operatorów Energa i PGE.



Rysunek 3. Odmowy wydania warunków przyłączenia dla projektów PV w MW

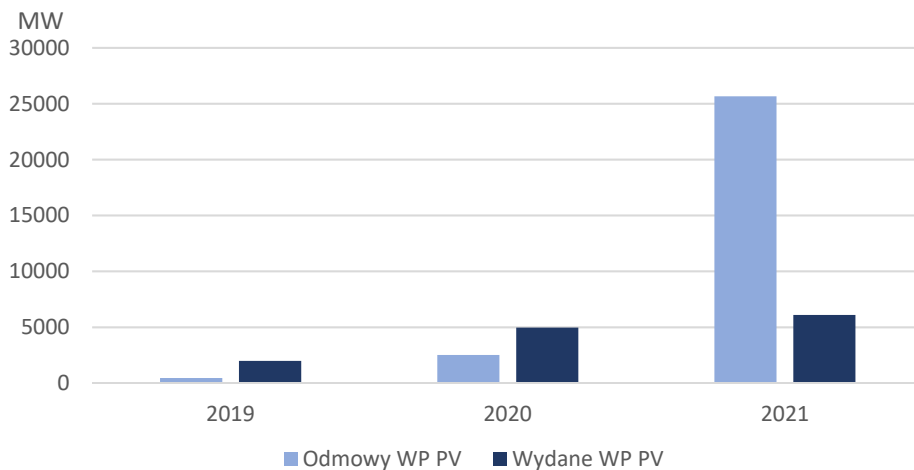
Źródło: Opracowanie własne w oparciu o dane URE.

Wskazuje to na niedostateczny stan rozwoju sieci i spowodowana tym jej niewydolność techniczną z punktu widzenia wykorzystania lokalnego potencjału OZE. Problemy zauważalne są jednak na terenie wszystkich operatorów (OSD). Przed rokiem 2021 jedynie Polskie Sieci Elektroenergetyczne nie odnotowały żadnych odmów przyłączeniowych dla rozproszonej fotowoltaiki.

W roku 2021 sumaryczna moc odmów wydania warunków przyłączenia dla fotowoltaiki była ponad 4 razy większa niż wydane warunki – rysunek 4.

Skala odmów przyłączenia do sieci jest bezprecedensowa. Dzieje się tak pomimo przeznaczania znaczących środków na rozwój sieci pod potrzeby przyłączania OZE. W ramach Programu Infrastruktura i Środowisko 2014-2020 na budowę sieci wyłączenie dla OZE przeznaczony został ponad miliard złotych, a operatorzy informują, że inwestują znaczne środki finansowe (w roku 2021 prawie 7 mld zł). Pomimo że środki na infrastrukturę sieciową dla OZE są dostępne, to jednak ich niewykorzystanie powoduje,

ze stan sieci w Polsce stale nie jest adekwatny do potencjału rozwojowego odnawialnych źródeł energii.



Rysunek 4. Odmowy i wydane warunki przyłączenia (WP) dla projektów PV

Źródło: Opracowanie własne w oparciu o dane URE.

Warto podkreślić, że na rozwój się składają się też deweloperzy i inwestorzy, ponosząc 50% (a przy mocy powyżej 5 MW- 100%) kosztów przyłączenia do sieci. Ponadto inwestorzy, zgodnie z Prawem energetycznym, wpłacają na etapie ubiegania się o warunki przyłączenia do sieci zaliczkę w wysokości 30 zł/kW (jednak nie więcej niż 3 mln zł). Pomimo że jest to zaliczka zwrotna, blokuje ona inwestorom środki finansowe. W samym tylko roku 2021 była to kwota wynosząca niemalże 800 mln zł.

Bez dostosowania sieci do rosnących wymagań wynikających z rozwoju OZE Polska nie jest w stanie przeprowadzić skutecznie transformacji energetycznej, co w dalszej perspektywie będzie skutkowało coraz droższą energią czy też zagrożeniem dla bezpieczeństwa energetycznego kraju. Pomimo znaczących środków z UE, środków prywatnych czy inwestycji własnych operatorów, przyłączenie do sieci stało się już dziś wąskim gardłem polskiej transformacji energetycznej.

Niewłaściwe regulacje i błędy w strategii energetycznej

Jednym z rozwiązań zmniejszających wpływ stanu sieci na rozwój OZE mogłyby stać się magazyny energii. Paradoksalnie jednak magazyny energii elektrycznej, które są instalowane właśnie po to, żeby odciążać sieć i bardziej zrównoważenie, całodobowo wykorzystywać energię z OZE, są hamowane w rozwoju.

Przy ocenie wpływu instalacji na sieć, moc rozładowania magazynu energii elektrycznej jest doliczana do mocy odbiorczej lokalnej instalacji. Dodanie magazynu energii do instalacji PV, na etapie wydawania przez operatora warunków przyłączenia, w Polsce skutkuje zwiększaniem mocy przyłączeniowej co w konsekwencji zwiększa prawdopodobieństwo odmowy zgody na przyłączenie.

Innym problemem jest stosowanie w naszym kraju zawężonej definicji prawnej magazynu energii do magazynu bateryjnego (dwustronnego: energia elektryczna–magazyn–energia elektryczna). Tymczasem w dyrektywie 2019/944, błędnie wdrożonej do polskiego prawa, odpowiednia definicja istnieje [3, art. 2, pkt 59]. Wg dyrektywy metodą magazynowania energii mogą być magazyny ciepła w technologii *Power-to-Heat* (energia elektryczna–magazyn–ciepło) czy wodór. Generalnie, dowolne przekształcane energii elektrycznej w dowolny nośnik (*Power-to-X*) z planem przeniesienia generacji lub zużycia energii w korzystniejsze okno czasowe jest procesem magazynowania energii.

Fotowoltaika, podobnie jak energetyka wiatrowa, są ograniczone w dostępie do sieci z uwagi na szczyty generacji. Dlatego tak ważna dla nich jest autokonsumpcja i magazynowanie energii w formie ciepła (najtańsza forma magazynowania, także długoterminowego) lub energii elektrycznej (droższa i krótkoterminowa forma magazynowania) lub, w dalszej przyszłości, zielonego wodoru [5]. Rozwojowi magazynowania energii służyłoby temu jak najszybsze wdrożenie taryf dynamicznych i modeli biznesowych opartych na zarządzaniu i sterowaniu stroną popytową (DSR i DSM), czego zwiastunem, ale jedynie w segmencie mikroinstalacji, jest net billing i program „Mój Prąd 4.0”.

Warto też zaznaczyć, że instalacje PV nie stanowią gotowego produktu, w przypadku którego ma zastosowanie tabliczka znamionowa, w której producent modułów fotowoltaicznych lub inwerterów jednoznacznie określa kluczowe parametry, w tym moc. Z punktu widzenia użytkowników energii wytwarzanej w instalacji PV kluczową jest moc wyjściowa inwertera jako przekształtnika DC/AC, która jest zawsze niższa od sumarycznej mocy paneli PV. Niestety, obecna praktyka raportowania mocy PV, a także

formy ubiegania się o warunki przyłączenia, opiera się o moc DC, czyli falowników. W praktyce oznacza to, iż podmioty ubiegające się o warunki przyłączenia do sieci otrzymują o co najmniej 10% niższe wartości mocy niż byłoby to możliwe w przypadku zmiany i urealnienia definicji prawnej.

W tym miejscu warto również wspomnieć, iż – z mocą ustawy – Prawo energetyczne wprowadza mechanizm nierynkowego ograniczania generacji z OZE. W sektorze energetycznym termin „ograniczenie” albo „redukcja” (ang. *curtailment*) odnosi się do zmniejszenia produkcji energii elektrycznej, kiedy w sieci jest za dużo energii elektrycznej. W przypadku występowania takiej nadwyżki powinno być zmniejszane wytwarzanie energii elektrycznej przez źródła konwencjonalne. Jednakże w praktyce dowolne sterowanie elektrowniami węglowymi nie jest możliwe. Dlatego, aby zapewnić wystarczający poziom rezerwy mocy, operatorzy decydują się coraz częściej na zaniżenie generacji źródeł OZE ze względu na stan zbilansowania w sieci.

Dotychczas wyłączenie dotyczyło źródeł wiatrowych, jednakże w ostatnim czasie zaczęło również dotyczyć źródeł fotowoltaicznych. W większości przypadków przyczyną ograniczeń nie jest niesterowalność i zmienność produkcji energii z OZE, ale raczej słabej jakości systemy zarządzania siecią elektroenergetyczną i niewystarczająca jej przepustowość, wynikające z braku lub opóźnień w realizacji inwestycji sieciowych jak również z brak zachęt do magazynowania okresowych nadwyżek energii.

Powyższa analiza pokazuje, że Polska nieprzejrzyście (np. brak informacji i analiz sieciowych pod kątem przyłączeń OZE na obszarze kraju i poszczególnych poziomów napięć) i w konsekwencji tego, nierozsądnie gospodaruje deficytowymi zasobami sieciowymi. To efekt wieloletniego braku monitorowania rzeczywistych potrzeb. W efekcie w roku 2022 dostęp do sieci, pomimo że – a może ze względu na to że – w roku 2021 udział źródeł pogodowo zależnych (wiatru i słońca) w wytwarzaniu energii wyniósł 11,1% (piąte miejsce od końca w UE) [4], stał się główną barierą ograniczającą rozwoju fotowoltaiki a przez to i transformacji energetycznej. Konieczny jest więc jasny i długofalowy plan rozwoju sieci, który zapewni przełamanie ww. bariery.

Tymczasem udziały OZE w UE-27 wynosiły w roku 2021 średnio 19%. Wiodące w tym zakresie kraje radzą sobie dobrze z integracją do sieci źródeł pogodozależnych, wynoszącymi przykładowo 25% w Holandii, 29% w Niemczech, 32% w Hiszpanii czy 58% w Danii.

Analiza podana w tym opracowaniu stanowi diagnozę realnego problemu, który w szczególności dotyczy Polski i podaje tylko kilka sposobów na poprawę sytuacji, ale nie wyjaśnia co się faktycznie stało z polską siecią elektroenergetyczną. Pozwala jednak na postawienie kilku dodatkowych, naturalnych pytań, na które w świetle danych dostępnych w domenie publicznej nie można obecnie udzielić jednoznacznych odpowiedzi. Kto przez ostatnie lata i na jakiej podstawie przygotowywał plany jej rozwoju i je realizował? Co w tej sprawie ma do powiedzenia Urząd Regulacji Energetyki? Czy powodem odmów przyłączenia źródeł OZE rzeczywiście jest zły stan sieci i niedoskonałość narzędzi nią zarządzania? Czy operatorzy (OSD) zdiagnozowali krytyczne elementy sieci, wypracowali skuteczne metody ich wyeliminowania i mogą przedstawić Prezesowi URE i inwestorom harmonogram likwidacji „wąskich gardeł”?

Można postawić bardziej zasadnicze pytania. Np., czy na decyzje i działania OSD bardziej niż stan sieci nie wpływa wola ich właścicieli? Czy decyzja z połowy I dekady bieżącego stulecia o pozostawieniu OSD w strukturze własności grup energetycznych pozwala wierzyć w szybkie rozwiązanie powyższych problemów, gdy te dotyczą tzw. niezależnych producentów energii (ang. IPP)? Dlaczego polityka energetyczna z początku 2021 roku rażąco zaniża plany rozwoju OZE (cele niższe niż stan faktyczny)? Czy można zaryzykować tezę, że dopóki OSD nie zostaną wyłączni właściciele struktur grup energetycznych i nie staną się rzeczywiście niezależni, nie będą realnie pełnić swojej statutowej roli neutralnego „placu targowego” do prowadzenia wolnego handlu energią przez wszystkich uczestników rynku!

Polska pilnie potrzebuje ogólnokrajowego studium przyłączeniowego dla OZE i planów rozwoju sieci bezpośrednio związanych z efektami w postaci nowych źródeł przyłączanych do sieci. Środki publiczne wydatkowane bez planu nie przynoszą efektów. W dzisiejszych realiach polityczno-prawnych takie plany mogłyby realizować same spółki OSD, ale przy jasnych wytycznych i weryfikacji przez niezależnego regulatora. Wymaga to jednak nałożenia na OSD obowiązku prawnego na wykonywanie studium i na pełne, transparentne udostępnianie informacji. Jasny cel i przejrzysty, publicznie znany plan powinny poprzedzać wydatki na rozwój sieci.

Powyższa analiza prowadzi do wniosku, że problemy z rozwojem OZE, w tym dostosowaniem sieci do wymaganego tempa rozwoju fotowoltaiki, mają charakter strukturalny.

Podziękowania

Autor dziękuje Instytutowi Energetyki Odnawialnej za udostępnienie danych oraz Panom: prof. dr hab. inż. Zbigniewowi Styczyńskiemu – byłemu dziekanowi Wydziału Elektrotechniki i Technik Informatycznych oraz kierownikowi katedry Sieci Elektrycznych i Odnawialnych Źródeł Energii Uniwersytetu w Magdeburgu oraz Panu Józefowi Sieniuciowi – byłemu wiceprezesowi Polskich Sieci Elektroenergetycznych SA, za cenne uwagi w trakcie redakcji manuskryptu.

Literatura

- [1] Instytut Energetyki Odnawialnej, 2022, *Raport Rynek Fotowoltaiki w Polsce 2022*, Warszawa, <https://www.ieo.pl/pl/aktualnosci/1591-raport-rynek-fotowoltaiki-w-polsce-2022>
- [2] Komisja Europejska, 2022, Plan REPowerEU {SWD(2022) 230 final}, Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady Europejskiej, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-społecznego i Komitetu Regionów, COM(2022) 230 final, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/PDF/?uri=CELEX:52022DC0230&from=EN>
- [3] Parlament Europejski i Rada, 2019, Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 z 5 czerwca 2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz zmieniająca dyrektywę 2012/27/UE, Dz.U. UE L 158/125, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/PDF/?uri=CELEX:32019L0944&from=ES>
- [4] Wiśniewski Grzegorz, 2022, *Produkcja energii elektrycznej z OZE – podsumowanie roku 2021*, CIRE.pl, <https://www.cire.pl/artykuly/opinie/produkcja-energii-elektrycznej-z-oze---podsumowanie-roku-2021->
- [5] Instytut Energetyki Odnawialnej, 2022, *Znana technologia w nowej odsłonie – magazyny ciepła*, <https://ieo.pl/pl/aktualnosci/1597-znana-technologie-w-nowej-odslonie-magazyny-ciepła-3>