

EKSPERT: NIKT NIE CZUWA NAD BEZPIECZEŃSTWEM WYKONANIA INSTALACJI FOTOWOLTAICZNYCH [WYWIAD]

Tuż przed startem kolejnej, trzeciej już edycji programu „Mój Prąd” jesteśmy świadkami informacyjnego zamieszania. Wątpliwości dotyczą m.in. nowelizacji przepisów, która napędziła spiralę domysłów i interpretacji, sprowadzających się do kluczowego pytania: komu to będzie się opłacać? Między innymi na ten temat porozmawialiśmy z Maciejem Drobczykiem, ekspertem IBC SOLAR Polska.

Jakub Kajmowicz: Zaczniemy od kwestii, które budzą ostatnio wiele kontrowersji. Wiceprezes NFOŚiGW Paweł Mirowski całkiem niedawno mówił, że w nowych rozwiązaniach, które są dziś na stole, idziemy w zwiększanie autokonsumpcji energii wyprodukowanej przez Polaków i stąd pojawiające się pomysły na współfinansowanie np. magazynów ciepła czy ładowarek do samochodów elektrycznych. Ministerstwo Klimatu i Środowiska proponuje z kolei, aby właściciele paneli słonecznych nadwyżki prądu sprzedawali firmom zajmującym się handlem energią. Czy w Pana opinii to dobre kierunki myślenia o rozwoju polskiego rynku? Część branży głośno alarmuje, przestrzegając przed "ręcznym hamulcem", który ich zdaniem skutecznie zastopuje rozwój fotowoltaiki w Polsce.

Maciej Drobczyk, ekspert IBC SOLAR Polska: Zwiększanie autokonsumpcji wyprodukowanej energii to nic nowego. W krajach zachodnich, które są już dużo bardziej zaawansowane w rozwoju zastosowań systemów fotowoltaicznych ten kierunek widać od dawna. Miał nawet swoje wzloty i upadki – mam tu na myśli głównie model czeski, w którym wprost potraktowano możliwość zarabiania pieniędzy na wyprodukowanej energii. Związane to było z bardzo korzystnymi formami rozliczenia i wysokimi stawkami wykupu wyprodukowanej energii. Ale każde rozwiązanie – czy ryzykowne czeskie, czy zrównoważone w modelu krajów zachodnich, czy właśnie projektowane polskie – tak naprawdę sprowadza się do jednego kluczowego wątku: szacowanego tempa zwrotu poniesionych kosztów.



Reklama

Bo chodzi tylko o to, jak długo w kolejnych scenariuszach prosument musi czekać na zyski ze swojej inwestycji. A w takim ujęciu żaden hamulec, tym bardziej ustawa, nie spowolni i nie zatrzyma inwestora, który dokonuje kalkulacji i uznaje, że warto. Każde oferowane formy dofinansowań, czy to programy unijne, gminne czy nawet finansowanie termomodernizacji, będą jedynie stymulować rozwój rynku. Wszyscy wiemy, że jest duże zapotrzebowanie na fotowoltaikę.

I jeżeli pyta Pan o hamulec ręczny, to w mojej ocenie bardziej dziś rynek regulują przerwy w dostawach modułów, a także rosnące koszty ich transportu niż projekty ustaw. Wymuszają one na kliencie końcowym podejmowanie rozsądniejszych decyzji, co z kolei wpływa na stabilizację rynku. Nie nazywałbym tego jednak hamowaniem rozwoju. Osoby z zapleczem finansowym, mające faktyczne zapotrzebowanie energetyczne, będą nadal inwestować w fotowoltaikę. Ale to jest mądra inwestycja, a nie łapanie okazji, które grożą szybkim rozczarowaniem. I może wówczas wzrost jest wolniejszy, ale na pewno nie do zatrzymania. Patrząc na te mechanizmy z perspektywy wiarygodnej firmy z solidnym zapleczem; nasze blisko 40-letnie doświadczenie podpowiada, że ta stabilizacja rynku jest dużo lepszym rozwiązaniem.

To raczej optymistyczna wersja wydarzeń, choć zaintrygował mnie wspomniany przez Pana „ryzykowny model czeski”. Na czym polegało ryzyko w ich inwestycjach?

Cóż, Czesi mocno „biznesowo” odczytali możliwość zarabiania na wyprodukowanej energii, więc instalowali na dachach tyle, ile udało się fizycznie tam zmieścić. Spowodowane to było bardzo wysokimi stawkami wykupu, wprowadzonymi przez rząd. Doszło nawet do tego, że wystawiali instalacje poza dach, by zwiększyć powierzchnię dla produkcji energii. Pozwalały na to przepisy budowlane i nawet przy rocznym zapotrzebowaniu, w którym standardowo wystarczała instalacja 5 kilowatów, Czesi instalowali pełne 10 kilowatów, bo mogli produkować energię i sprzedawać ją w nieograniczonych ilościach. A to oznaczało przecież realną gotówkę i tym samym zwiększenie dodatkowego dochodu. W Polsce może być tak samo. Wprowadzenie projektu ustawy jest w konsultacjach, ale warto zauważyć, że w proponowanych zapisach zakładana jest minimalna cena wykupu. To może oznaczać, iż umowa wykupu będzie mieć charakter dowolności i w idealnym ujęciu różne firmy

cenowo będą na rynku konkurować. Nie spodziewam się jednak, aby ceny wykupu osiągnęły tak wysoki poziom jak kiedyś w Czechach.

A wracając do modelu czeskiego – regulacja tej biznesowej aktywności była dość prosta i skuteczna. Zmieniono taryfę wykupu, a dofinansowanie (głównie z programów gminnych) skierowano do tych instalacji, które realnie (na poziomie przynajmniej 70% wyprodukowanej energii) wspierają konsumpcję własną. Operatorzy sieci w Czechach chyba jako jedyni w Europie wprowadzili osobne rozliczenia faz, co oznaczało że każda faza musiała osobno oznaczać pobór i oddanie energii do operatora.

W Polsce i w Niemczech mamy rozliczanie wszystkich faz sumarycznie, choć warto zauważyć, że Niemcy stosują takie taryfy wykupu, iż wszystkim opłaca się rozwijać systemy zwiększające zużycie własne. Do tego dochodzą dopłaty za autokonsumpcję; większe zużycie energii w gospodarstwie z wykorzystaniem np. baterii i zasobników ciepłej wody czy inteligentnych systemów magazynowania oznacza spory procent dopłat. Podobna sytuacja dotyczy samochodów elektrycznych oraz ładowarek do nich, a także magazynów energii – istnieją programy lokalne i państwowe oferujące dopłaty do takich systemów. Dla takich firm jak IBC SOLAR wyznacza to również konkretny kierunek rozwoju – przykładowo we współpracy z Enphase Energy, amerykańskim producentem mikroinwerterów, pracujemy nad wdrażaniem nowoczesnych rozwiązań do magazynowania energii i jeszcze tego lata chcemy wprowadzić nowy system. To będzie duży skok technologiczny.

A zatem to słuszna droga - jak mówi cytowany przeze mnie wcześniej wiceprezes NFOŚiGW - by rozwijać finansowanie ładowarek i rozwijać magazyny energii?

Zgadzam się, że system magazynowania musi być rozwijany, ale pytanie jak ma to wyglądać w praktyce? Sama ustawa nie wpłynie przecież na magazynowania energii w takich czy innych bateriach. Magazyn średniej wielkości to dla klienta końcowego dziś koszt około 25 tys. zł. Warto sprawdzić w jakiej perspektywie czasowej to się opłaca.

Jeśli chodzi o ładowarki, to obecnie mamy w Polsce zarejestrowanych około 20 tysięcy aut elektrycznych. Blisko połowa to flota rejestrowana na firmy, które mają swoje ładowarki. Pojawia się zatem pytanie, po co dawać ludziom dopłaty do instalacji przydomowych ładowarek, kiedy nie ma uruchomionych konkretnych dopłat do kupna aut? Dziś w Polsce wciąż wielu ludzi nie stać na kupno auta elektrycznego.

Innym przykładem są zasobniki ciepła. Coraz więcej instalacji PV doposażonych jest w układy PV-ready do magazynowania wyprodukowanej energii elektrycznej w postaci ciepła. Nasi sąsiedzi (Czesi, Niemcy) inwestują w inwertery hybrydowe współpracujące z bateriami, rozbudowując już istniejące instalacje PV o magazyny energii. Są kilka kroków do przodu i z tego należałoby korzystać. Wniosek jest prosty: lepiej wprowadzić dofinansowania na baterie niż na ładowarki, które póki co nie mają czego ładować. A najlepszym rozwiązaniem jest komplementarność i spójność proponowanych rozwiązań.

Z Pana porównań wnioskuję, że polski rynek PV wciąż słabo wypada na tle Europy i sporo jeszcze musimy się uczyć. Ale też zastanawiam się, czy jest jakiś obszar, w którym moglibyśmy podpowiadać nasze rozwiązania sąsiadom?

Generalnie można stwierdzić, iż w krajach zachodnich projekty fotowoltaiczne są bardziej spójne i mądrze prowadzone; mają przemyślane konsekwencje i korzyści.

Na pewno warto, aby rząd szeroko konsultował proponowane zmiany ze specjalistami z danej branży oraz z tymi którzy daną branżę realnie tworzą (instalatorzy, dystrybutorzy). Przykładowo,

w Niemczech zmiany legislacyjne konsultuje się z ekspertami. Specjaliści naszej firmy regularnie współpracują ze stowarzyszeniami angażującymi się na rzecz wypracowywania przepisów prawa umożliwiających zwiększenie wykorzystania fotowoltaiki w kraju.

W Polsce wiele działań dotyczących OZE wydaje się być fragmentarycznych; jest boom na fotowoltaikę – super. Idą kredyty, dopłaty i jest ruch. Ale co z tego, skoro nie ma dobrej sieci odbioru, bo ta jest stara i od lat niemodernizowana? W momentach szczytowych nasłonecznienia inwertery się wyłączają i nie są w stanie wypchnąć energii do sieci, a panele produkują energię. Zdajemy sobie sprawę, że modernizacja sieci wymaga czasu i dużego nakładu pracy i funduszy. Ale tym bardziej powinno to być brane pod uwagę przy zmianach legislacyjnych.

W takich sytuacjach najczęściej słyszymy, że Polska jest młodym fotowoltaicznie krajem; że kiedy pierwsza ustawa OZE weszła w życie (2015 r.) i tylko pasjonaci na swoje potrzeby inwestowali w pierwsze projekty fotowoltaiczne, Czesi byli już po pierwszym boomie fotowoltaicznym w swoim kraju, a Niemcy jako mocno rozwinięty rynek PV określali nowe taryfy wykupów, dofinansowań itp. (pierwsze programy dopłat pod hasłem „sto tysięcy dachów” uruchomiono w 1998 r). To fakt, już 20 lat temu wiedzieli, że finalnie węgiel będzie trzeba wygaszać. Ale ta konsekwencja przynosi dziś bonusy - są największym rynkiem odbierającym elementy fotowoltaiczne w Europie. Co ciekawe, zaczęli pierwsi i wciąż nie zagospodarowali wszystkich potrzeb, wciąż mają jeszcze zapotrzebowanie na rozwój systemu, co pokazuje nie tyle wolne tempo prac, ile rozważność dla podejmowanych decyzji oraz potencjał branży PV.

W Polsce często borykamy się z biurokracją tam, gdzie nie ma to uzasadnienia. Od inwestora oczekuje się dostarczenia różnych certyfikatów, deklaracji itp., a do tego każda instytucja ma swoje druki. Nie można dopracować się spójnego kompletu dokumentacji. A jednocześnie nad podstawowym problemem – bezpieczeństwem i nadzorem wykonania instalacji PV – nie czuwa nikt.

Efekty mogą okazać się dramatyczne. Przykład pierwszy z brzegu – jeżeli kable wykorzystywane w instalacji nie mają odpowiednich przekrojów, zamontowane zabezpieczenia nie zadziałają. Tymczasem nie ma przepisów regulujących poprawność wykonania, określających jakość stosowanych komponentów; nie ma nadzoru nad instalatorem, a dodatkowo w Polsce każdy operator ma inny protokół gotowości instalacji do podłączenia.

Fotowoltaika dla wielu klientów oznacza poważne zobowiązanie finansowe. W tej sytuacji naturalne wydaje się oczekiwanie dotyczące jakości, czy też systemów jej potwierdzania....

No tak, zmieniły się przepisy, wprowadzono np. wymóg konsultacji projektu instalacji z rzeczoznawcą ds. przeciwpożarowych dla instalacji powyżej 6,5 kilowata. Niestety przepisy nie są do końca sprecyzowane, co sprawia niemały problem podczas uzgodnień z rzeczoznawcą i dochodzi do sytuacji, w której pojawiają się różne opinie dla tej samej instalacji. Tymczasem pożary wywołane przez systemy fotowoltaiczne są marginalne (szacowane ryzyko wystąpienia takiego zdarzenia jest na poziomie 0.003%).

Podam inny przykład: przepisy unijne określające kodeks sieci energetycznych obowiązują wszędzie, ale każdy kraj może je dostosować do własnych wymagań i tak Polska postawiła dodatkowe wymogi dla inwerterów, potwierdzone certyfikatem pozyskanym z laboratorium akredytowanego. Brzmi dobrze, ale znowu zabrakło wytycznych co do samej procedury badania. Nowe przepisy (certyfikat zgodności z NC Rfg) miały wejść na koniec kwietnia 2021. W ostatnim momencie podjęto jednak decyzję o wydłużeniu okresu przejściowego w którym producenci mogą potwierdzać zgodność własną deklaracją.

Raczej trudno wyobrazić sobie dochodzenie roszczeń polskiego klienta od przykładowego

producenta w Chinach...

Dlatego znana prawda od lat nadal ma zastosowanie: trzeba szukać rzetelnych partnerów i pierwszych dostawców w całym łańcuchu dostaw, którzy podlegają prawu europejskiemu. Mają swoją markę, gwarancję rzetelności i są zabezpieczeniem dla inwestycyjnych decyzji klienta. Nie wyobrażam sobie, żeby klient IBC SOLAR szukał po świecie lub w Chinach partnera swoich gwarancji. My jesteśmy dla niego pierwszą linią kontaktu, bo to nam zależy na jakości naszych produktów. Wszystkie komponenty PV markowane IBC SOLAR z naszej oferty podlegają rygorystycznym testom przeprowadzanym w dedykowanym laboratorium fotowoltaicznym. Sprawdzamy działanie modułów zarówno osobno, jak i w połączeniu z konstrukcjami montażowymi, czyli tak, jak będą montowane na dachu.

Z moich obserwacji wynika, że w Polsce wyzwaniem jest z jednej strony źle rozumiana „oszczędność” (to przykład tych wspomnianych przewodów o zbyt małych przekrojach, które zmniejszają lub całkowicie uniemożliwiają poprawne działanie zamontowanych zabezpieczeń), z drugiej natomiast brak działających standardów i norm dotyczących elementów budowlanych i systemów montażowych. Producenci systemów montażowych nie zawsze dostarczają wiarygodne wyliczenia i inwestorzy też tego nie weryfikują, a konsekwencją jest np. montaż systemu, który przewyższa nośność dachów. Zanim więc zaczniemy szukać gwarancji choćby i w chińskich certyfikatach, warto popatrzeć na własne podwórko i rozpocząć walkę o standardy.

W naszej firmie działamy dwutorowo – z jednej strony wprowadzamy na rynek nowatorskie rozwiązania (ostatnio w Poznaniu na dachach 17 piętrowych budynków montowaliśmy innowacyjną bezbalastową konstrukcję PV dla dachów o niskiej nośności), a z drugiej strony dajemy klientom w pakiecie nasze wyliczenia i sami uczulamy instalatorów, by zwracali uwagę na szczegóły, typu dodatkowe obciążenia podwieszane do konstrukcji stropu, które zmieniają przecież nośność. To są nasze standardy. Realizacja przemysłowych instalacji PV wypada nieco lepiej. Zazwyczaj jest jakaś instytucja wewnętrzna bądź zewnętrzna, która nadzoruje instalację i potwierdza jej zgodność z przepisami i lokalnymi warunkami. Klient indywidualny natomiast wciąż musi w Polsce pamiętać o bezpieczeństwie sam. Dlatego z naszymi standardami i doświadczeniem stajemy po jego stronie.

Ostatnich kilkanaście miesięcy to czas niezwykle dynamicznego wzrostu mocy zainstalowanej w fotowoltaice. W jaki sposób wpływa to na sytuację naszego Krajowego Systemu Elektroenergetycznego?

Konsekwencje już są, a wkrótce będą widoczne jeszcze mocniej. Po pierwsze, większość instalacji to inwestycje mikro do 10-20 kilowatów mocy; rozproszone obszarowo w skali Polski, choć instalowane tuż obok siebie. Po drugie, mamy całe wsie dach w dach z panelami i tam jest sieć przeciążona, a zazwyczaj w okolicy nie ma dużego odbiorcy, który tę nadwyżkę mógłby skonsumować. W miastach jest z tym mniejszy problem, bo wokół Stref Ekonomicznych duże firmy wchłoną wszystko, co daje się wyprodukować. W małych miejscowościach przesył energii na odległość jest utrudniony, stare stacje nie mają szans jej przyjęcia, a cała sieć jest niemodernizowana od lat. Pojawia się energetyczny korek, który w praktyce wygląda tak: panele produkują energię, nie ma zużycia domowego w ciągu dnia, bo wszyscy są w pracy, sieć nie jest w stanie przyjąć oddawanej energii.

Tymczasem potencjalne rozwiązanie tej sytuacji można podejrzeć w Niemczech i Holandii, gdzie pilotażowo uruchamiane są duże magazyny energii. Mają one na celu przede wszystkim stabilizację sieci, a docelowo magazynowanie nadmiaru energii wyprodukowanej z OZE. Rozwiązanie logiczne, choć inwestycja kosztowna.

Czy to jest Pana zdaniem jeden z kierunków, w jakim podążać powinien rynek PV? I czy w ogóle można mówić o jakimś wspólnym kierunku rozwoju, choćby rozwiązań

technologicznych? Jaka może być fotowoltaika powiedzmy za 5 lat?

Branża będzie rozwijać się dynamicznie i faktycznie rozwój bezpiecznych systemów magazynowania będzie mocnym priorytetem. Ale każdy element tego systemu musi nadążać za zmianami. Dziś zmieniają się wielkości całych modułów; obserwujemy wyraźną tendencję do ich zmniejszania tak, by były gabarytowo lżejsze i cieńsze, a jednocześnie oferowały duże uzyski. Z drugiej strony coraz częściej pojawiają się moduły dużych mocy, a co za tym idzie dużych rozmiarów. Nowe technologie pozwalają marzyć o wydajności modułów na poziomie 25-30% (obecnie standardowy poziom to 20-22%). To wszystko jest także ujmowane w perspektywie równoważenia rynku; dziś przeważają mikro inwestycje, ale idziemy już w stronę dużych komercyjnych projektów, gwarantujących niezależność energetyczną, o czym wcześniej mówiliśmy. Modelowy schemat rynku mikro do średnich i dużych inwestycji to poziom 50/50.

Oczywiście po drodze mamy kilka przeszkód do pokonania – jedną z nich w Polsce jest technologia dachów z lat 60. Oznacza to niską nośność, co do niedawna uniemożliwiało montaż instalacji PV. To wyzwanie pokonaliśmy, wykorzystując autorskie rozwiązanie IBC SOLAR: zlikwidowaliśmy balast, nie ingerując jednocześnie w poszycie i konstrukcję dachu, a cała instalacja waży tyle, ile moduł i konstrukcja montażowa, czyli nawet 15kg/m². Kolejnym przełomem będzie zmiana przepisów pozwalająca na dzierżawę powierzchni dachowych np. spółdzielni mieszkaniowych. W Łodzi uruchomiono już taki pilotaż, a wiemy że w wielu miejscach Polski duże dachy magazynów i hal stoją niezagospodarowane; gdyby uruchomić ich dzierżawienie i oddawać wyprodukowaną energię w strefach ekonomicznych, gdzie jest duży popyt byłibyśmy jako społeczność racjonalniejszym prosumentem. Takie myślenie powoli już widać, choćby w nowych kwalifikacjach ról prosumenckich. Pomysł z wirtualnym prosumentem, czyli osobą, która nie ma instalacji u siebie, ale może dzierżawić dach i korzystać z energii na własny użytek jest tego zapowiedzią.

Oczywiście ogromnym skokiem technologicznym mogą okazać się perowskity, nowy materiał PV, którego linia produkcyjna ruszyła niedawno we Wrocławiu. Jeżeli to przedsięwzięcie się uda, to możemy mieć naprawdę przełomowy etap rozwoju fotowoltaiki. Przy tym tempie rozwoju trudno wydawać jednoznaczne wyroki, co do tego gdzie możemy być za 5 lat. Jestem pewien jedynie tego, że popularności OZE nie da się już zatrzymać, co daje nadzieję na to, iż pokolenia naszych dzieci będą żyły w nieco lepszym klimacie.

Dziękuję za rozmowę.