

Opinia Instytutu Energetyki Odnawialnej o projekcie ustawy (z dnia 25-02-2022) o zmianie ustawy o OZE

(15 marca 2022 r.)

Executive Summary

Ustawa o odnawianych źródłach energii (uOZE) z 2015 roku była zmieniana 32 razy, w tym 20 razy w latach 2019-2021. Pomimo to, nie zostały dotychczas zaimplementowane kluczowe wymagania sformułowane w Dyrektywach: rynkowej oraz RED II

Obecnie MKiŚ przedstawiło szeroki, kompleksowy projekt, rzetelnie przygotowany, obejmujący obszerne uzasadnienie, OSR i tzw. tabele zgodności. Jednakże z uwagi na szczególną okoliczność, jaką jest frontalna agresja Rosji na Ukrainę, odniesienie do propozycji przygotowanej przed wszczęciem przez Rosję wojny wymaga uwzględnienia sytuacji w jakiej obecnie znalazła się gospodarka, energetyka i OZE. Nie tylko w kontekście polityki klimatycznej (Fit for 55), ale też szeroko rozumianego bezpieczeństwa (w tym energetycznego) Polski i Europy, do czego odnosi się m.in. plan REPowerEU.

W tym kontekście szczególnego wzmocnienia wymagają mechanizmy rozbudowy aktywów OZE bezemisyjnych, opartych na nielimitowanym, rozproszonym dostępie do zasobów energii pierwotnej z wiatru i słońca, oraz mechanizmy wykorzystania tak pozyskanej energii nie tylko w sektorze elektroenergetycznym, ale także w ciepłownictwie i ogrzewnictwie, a docelowo także w transporcie, uodporniając polski system energetyczny na skutki szantażu paliwowego w wymiarze fizycznym i ekonomicznym

W tym kontekście niezrozumiała jest kontynuacja zawężania wyłącznie do energii elektrycznej definicji magazynu energii, w sposób niezgodny z dyrektywą 2019/944, uwzględniającą możliwość wykorzystania zmagazynowanej energii elektrycznej w postaci innego nośnika energii. Brak właściwego wdrożenia definicji magazynu energii blokuje potencjał polskiego ciepłownictwa w zakresie wykorzystania nadwyżek niezbilansowanej energii z OZE i zdecydowanie utrudnia transformację nie tylko ciepłownictwa ale całej energetyki. Podkreślenia wymaga, że wdrożenie możliwości lokalnego zagospodarowywania chwilowych nadwyżek energii elektrycznej z bezemisyjnych OZE stanowić może kluczowy mechanizm zdynamizowania rozwoju nowych inwestycji w te źródła i zwiększania udziału OZE w miksie, bez narażania bieżącej równowagi bilansu mocy w KSE i trudnych do poniesienia nakładów na rozbudowę sieci elektroenergetycznych.

Wprowadzenie

Ustawa o odnawianych źródłach energii (uOZE) z 2015 roku [była zmieniana 32 razy](#), w tym 20 razy w latach 2019-2021. W tym okresie ustawodawca nie zrealizował w pełni obowiązku wdrożenia dyrektywy o odnawialnych źródłach energii – tzw. RED II, z dnia 11 grudnia 2018 r. Termin wdrożenia RED II upłynął 30 czerwca 2021 roku. Warto podkreślić, że dyrektywa nie odpowiada jeszcze wymogom Zielonego Ładu, a w szczególności celom pakietu Fit for 55, dlatego przy jej wdrażaniu warto już teraz uwzględnić, że wkrótce jej przepisy zostaną dostosowane do nowych podwyższonych wymagań klimatycznych i tworzonych właśnie nowych ram budowy bezpieczeństwa energetycznego w UE. Wskazane byłoby zatem aby spóźnioną już implementację ukierunkować na realny dodatkowy w stosunku do obecnego celu wzrost o ¼ udziałów energii z OZE (z 21-23% do 28%).

Jednocześnie warto podkreślić, że ostatnie trzy nowelizacje uOZE (i Prawa energetycznego) już częściowo przygotowały grunt pod wdrożenie RED II lub powiązanej z RED II tzw. „dyrektywy

rynkowej” (w sprawie wspólnych zasad wewnętrznego rynku energii elektrycznej). W szczególności chodzi o ostatnie nowelizacje z września i grudnia ub. roku:

- 17-09-2021 (Dz.U. 2021 poz. 1873)
- 14-12-2021 (Dz.U. 2021 poz. 2376)

Elementy RED II już wdrożone do polskiego prawa ww. nowelizacjami uOZE to m.in.: wydłużenie maksymalnego terminu udzielenia pomocy publicznej w ramach systemu aukcyjnego (o 6 lat - do 30 czerwca 2026r.), ograniczenie obowiązków koncesyjnych (dla PV do 1 MW), wprowadzenie obowiązku zakupu niewykorzystanej energii elektrycznej przez mikroinstalacje OZE działające poza systemem prosumenckim (mikroprosmenci biznesowi) oraz wprowadzenie dla nich nowego sposobu rozliczenia energii (od 1-07-2022 do 30-06-2024 funkcjonował będzie model Net-billing – w oparciu o ceny miesięczne, a potem w oparciu o ceny giełdowe - RDN).

W tym ostatnim przypadku chodziło przede wszystkim wdrożenie dyrektywy rynkowej - spójnej z RED II. W obliczu rosyjskiego szantażu energetycznego Komisja potwierdza w REPowerEU (projekt wspólnych działania w kierunku bezpiecznej i zrównoważonej energii po przystępnej cenie, z 8 marca br.), że w obecnych wyjątkowych okolicznościach możliwe jest dłuższe niż w dyrektywie rynkowej (do połowy 2024r.) stosowanie regulacji cen energii (także w odniesieniu do prosumentów) w celu jednoczesnej ochrony konsumentów i przyspieszenia wdrażania OZE, które służą obniżaniu cen energii.

Z uwagi na szczególne okoliczności [poddania pod konsultacje projektu nowelizacji uOZE](#) przedstawionego przez Ministerstwo Klimatu i Środowiska (MKiŚ) w dniu 25-02-2022 (dzień po rozpoczęciu frontalnej agresji Rosji na Ukrainę), odniesienie do propozycji przygotowanej przed wszczęciem przez Rosję wojny wymaga uwzględnienia sytuacji w jakiej obecnie znalazła się gospodarka, energetyka i OZE. Nie tylko w kontekście polityki klimatycznej (Fit for 55), ale też szeroko rozumianego bezpieczeństwa (w tym energetycznego) Polski i Europy, do czego odnosi się m.in. plan REPowerEU.

Celem przedmiotowej regulacji powinno być zatem nie tylko „techniczne” wdrożenie przepisów dyrektywy RED II (za chwilę RED III), ale (zgodnie z Deklaracją Wersalską przyjętą 11 marca br. przez wszystkich szefów rządów UE) budowanie trwałej odporności na szantaż energetyczny, w tym zdecydowane przyspieszenie tempa rozwoju OZE poprzez usprawnienie procedur udzielania zezwoleń w celu przyspieszenia projektów energetycznych oraz (to niestety wychodzi poza obecną propozycję MKiŚ) przyspieszenie produkcji kluczowych komponentów OZE w kraju (i w UE).

Obecnie znacznie większego znaczenia nabrała realna gospodarka, w tym konieczność zapewnienia dzięki OZE dostaw energii elektrycznej i ciepła, wykorzystania lokalnie dostępnego potencjału wszystkich najtańszych OZE i strategia trwałego odejścia od importu paliw z Rosji w oparciu o OZE, a mniejsze znaczenie mają zasady rynku wewnętrznego, handlu wirtualnego energią, certyfikatami itp. Regulacja powinna jednocześnie odblokować szybko dostępne potencjały OZE i nie gubić celu strategicznego. W tym sensie nowelizacja uOZE ma kardynalne znaczenie dla rewizji strategii energetycznej kraju i całej UE.

Uwagi do zakresu projektu regulacji

MKiŚ przedstawiło szeroki, kompleksowy projekt. Warto na wstępie podkreślić, że jest to materiał rzetelnie przygotowany, obejmujący solidnie przygotowane uzasadnienie, OSR i tzw. tabele zgodności - razem kilkaset stron. Zakres regulacji został podzielony na część stricte związaną z wdrożeniem dyrektywy RED II i pozostałe zagadnienia.

Projekt regulacji proponuje wprowadzenie zmian w następujących obszarach (w nawiasach odwołania wprost do transpozycji RED II):

1. Biometan
2. Klastry energii
3. **Transpozycja RED II w następujących obszarach:**
 - 3.1. Ciepłownictwo i chłodnictwo (art. 23-24 RED II)
 - 3.2. Gwarancje pochodzenia (art. 19 RED II)
 - 3.3. Krajowy Punkt Kontaktowy OZE (art. 16 RED II)
 - 3.4. Procedury administracyjne (art. 15-16 RED II)
 - 3.5. Partnerski handel energią – peer-to-peer (art. 21 RED II)
4. Modernizacja instalacji odnawialnych źródeł energii
5. Wsparcie operacyjne dla instalacji OZE, którym upływa 15-letni system wsparcia
6. Hybrydowe instalacje OZE
7. Morska energetyka wiatrowa (przepisy uzupełniające)
8. Pozostałe regulacje

W strukturze i zakresie proponowanej regulacji można zwrócić uwagę na systemowe i strukturalne cechy propozycji MKiŚ, które miejscami wychodzą poza standardowy, zazwyczaj minimalistyczny sposób podejścia do wdrażania prawa UE (tu RED II).

Centralnym obszarem regulacji jest transpozycja RED II. W szczególności w sposób znacznie szerszy niż dotychczas do uOZE trafia zielone ciepłownictwo, któremu dotychczas ustawodawca nic istotnego nie miał do zaoferowania.

Nowym elementem w regulacji jest Krajowy Punkt Kontaktowy OZE, którego celem ma być wsparcie informacyjne dla przyszłego wytwórcy energii z OZE. Jest to odpowiedź nie tylko na wymogi dyrektywy ale też pogłębiający się deficyt państwa w wywiązywaniu się z obowiązków informacyjnych (deficyty pogłębiają się z powodu braku wdrożenia w tym zakresie dyrektywy 2009/28 WE z 2009 roku, nieuzasadnionego ograniczenia w dostępie do informacji w obszarze energia, czy przyjmowania coraz bardziej skomplikowanych regulacji dla MŚP i prosumentów).

Zaskakujący jest rozdział związany z partnerskim handlem energią – peer-to-peer (P2P). To prawda, że dyrektywa mówi, że państwa członkowskie zapewniają postumentom aby mogli wytwarzać energię z OZE, na własne potrzeby, przechowywać ją i sprzedawać, w tym poprzez umowy zakupu energii OZE za pośrednictwem dostawców energii elektrycznej i poprzez ustalenia w zakresie partnerskiego (peer-to-peer) handlu. Prosumenci przy okazji poprzedniej nowelizacji uOZE dostali już od połowy tego roku prawo sprzedaży energii po średniej cenie miesięcznej, a od 2024 po bieżącej cenie. Ale nie mają np. możliwości fizycznego dzielenia się nadwyżkami z sąsiadem (sąsiedzka linia bezpośrednia „za licznikiem”). Czy wirtualny handel z użyciem niesprawdzonych narzędzi, który nie rozwiązuje żadnego z realnych problemów powinien być obecnie priorytetem i czy nie niesie ryzyk? Wydaje się, że najpierw w tym zakresie (przedwdrożeniowym) powinien być zrealizowany program badawczy (pilotaż). Wprawdzie projektodawcy piszą, że „z uwagi na wciąż wstępny etap przygotowań rynku do rozwiązań opartych o cyfryzację, na tym etapie proponuje się wprowadzenie tylko niezbędnych instytucji umożliwiających stworzenie podstawy prawnej do dalszego rozwoju P2P”, ale czy podjęcie tematu w tym momencie nie oznacza, że rynek skoncentruje się na mało ważnym zagadnieniu, zamiast na przyspieszaniu rozwoju OZE i zwiększeniu udziału energii z OZE w sieci, bez podnoszenia kosztów?

Zaskakuje bardzo szerokie potraktowanie w projektowanej noweli klastrów. Od 6 lat jest to temat niekończących się dyskusji, seminariów, konferencji, ale realnych klastrów działających na rynku (bez tych nielicznych z dotacjami) nie ma. Ok. 60 klastrów z umowami klastrowymi, same w sobie, doraźnie wspieranych dotacjami, nie przybliżyły OZE do rynku energii (do rynku przybliżył je spadek

kosztów energii słonecznej ze zgoła innych przyczyn i ogólny wzrost cen energii). Obecnie, w zamyśle projektodawcy, klastry mają być polskim odpowiednikiem promowanych przez RED II „społeczności energetycznych”. Niekompatybilność koncepcji klastrowej będzie wymagała procedury notyfikacji proponowanych przepisów (Komisja od początku z nieufnością podchodzi do tej niejasnej koncepcji). Podobnie jak w przypadku przeszywnionej definicji hybryd (o czym dalej) rozwiązania krajowe w zakresie klastrów sprowadzają się do prób administracyjnego, a nie rynkowego rozwiązywania problemów i przez to są nieskuteczne.

Dwa obszary regulacji objęte nowelizacją uOZE dotyczą innych ustaw, które mają swoich „gospodarzy”. Chodzi o promowany przez REPowerEU „biometan” (gospodarzem ustawy o biokomponentach i biopaliwach jest MRiRW, które od 2003r. nie ma niestety sukcesów w tym zakresie) i tzw. „przepisy uzupełniające o morskiej energetyce wiatrowej”, która w ramach silosów resortowych została podporządkowana interesom wpływowego MAP i ostatecznie zdominowana przez [SSP](#). Zasiadającym podmiotom służą też propozycje w zakresie modernizacji instalacji OZE i wydłużenia wsparcia operacyjnego dla instalacji OZE, którym upływa 15-letni system wsparcia w obszarze energetyki wodnej i biomasy. Warto oczywiście takie działania wspierać, ale nie kosztem nowych inwestycji. Włączanie tych zagadnień do uOZE i silna koordynacja całości przez MKiŚ ma swoją wartość, krytycznie należy oceniać ww. „resortowe spec-ustawy” (nie wspominając o największym i najbardziej szkodliwym legislacyjnym dziwolągu jakim jest ustawa o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych (w istocie „antywiatrakowa”), która powinna być zniesiona, a jej tematyka w pełni przejść do uOZE).

Generalnie, jest to jedna z dotychczas najlepszych propozycji nowelizacji uOZE, może wprowadzić branżę OZE na nowe tory rozwoju, w zgodzie z polityką UE i w opozycji do polityki Rosji, która wspiera pozorowanie polityki klimatycznej (i nie jest to bynajmniej sztuczne sprowadzanie problemu *argumentum ad Hitlerum*, ale realny problem). W dalszej części wypunktowano to co w projekcie regulacji wydaje się najważniejsze i co może prowadzić do pożądanych zmian. Zaproponowano jak go można poprawić, aby – w aktualnych uwarunkowaniach - lepiej służył realizacji celów regulacji. W poniższym stanowisku nie odniesiono się do tematów, które zdaniem IEO w obecnej sytuacji nie są kluczowe dla skutecznego wdrożenia polityki UE, a mogą wprowadzać zamęt i (w zamieszaniu) zachęcać uczestników rynku i polityków do powrotu na stare, dobrze upatrzone pozycje.

Najważniejsze proponowane zmiany w projekcie regulacji wraz ze stanowiskiem IEO

Gwarancje pochodzenia

- rozszerzenie wydawania gwarancji pochodzenia (GoO), które dotychczas dotyczyły tylko energii elektrycznej z OZE, o ciepło albo chłód oraz o biometan i zielony wodór;
- potwierdzenie że gwarancja pochodzenia jest jedynym dokumentem poświadczającym wartości środowiskowe wynikające z unikniętej emisji dwutlenku węgla;
- umożliwienie uzyskania gwarancji pochodzenia za energię nie tylko wprowadzoną do sieci ale także przesłaną przez linię bezpośrednią (skomplikowana procedura);
- zwielokrotnienie procedur formalnych: jeżeli inwestor dokonuje konwersji energii np. z farmy PV na wodór to najpierw musi złożyć wniosek o umorzenie świadectwa za energię z PV a następnie za wyprodukowany wodór;
- wyłączenie mikroinstalacji z rejestru gwarancji pochodzenia;
- ograniczenie okresu na wydanie gwarancji pochodzenia do 6 miesięcy w jednym roku kalendarzowym;
- umożliwienie wydawania gwarancji pochodzenia również przez podmiot inny niż Prezes URE w związku z wejściem Polski do AIB (*Association of Issuing Bodies*).

Stanowisko IEO: propozycje nie są kontrowersyjne, idą w dobrym kierunku (GoO potrzebują firmy przemysłowe dążące do redukcji śladu węglowego), są zgodne z polityką UE i wytycznymi RED II. Wraz z wejściem OZE na ścieżkę wzrostową w latach 2019-2021 i oczekiwanym przyśpieszeniem rozwoju OZE w kolejnych latach oraz wraz z wejściem Polski do AIB stworzona została szansa na dodatkowe wsparcie producentów energii z OZE (lewar finansowy).

Partnerski handel energią P2P – peer-to-peer

- projekt dopuszcza rozwiązania polegające na partnerskim handlu energią odnawialną bezpośrednio pomiędzy uczestnikami, np. za pomocą technologii blockchain, jak i rozwiązania bazujące na włączeniu „pośrednika”, zapewniającego cyfrowe połączenia wzajemne niezbędne do umożliwienia wymiany tejże energii.
- handel energią P2P odnosi się również do transakcji prowadzonych na linii prosument-prosument, prosument-konsument lub inny podmiot uregulowany przepisami ustawy OZE oraz ustawy - Prawo energetyczne.
- w przypadku gdy ilość wyprodukowanej energii przewyższyłaby chwilowo sumaryczne zapotrzebowanie obu podmiotów, cała niewykorzystana energia mogłaby być kierowana do sieci dystrybucyjnej.

Stanowisko IEO: proponowana regulacja jest niedopracowana i obecnie (po zmianie zasad rozliczeń wprowadzonych poprzednią nowelizacją uOZE) mało przydatna i nie pozbawiona ryzyka. Zlikwidowany przedmiotową nowelizacją prawa system upustów za „magazynowanie energii elektrycznej w sieci”, był co prawda wygodny dla prosumentów, gdyż pozwalał im w ogóle nie myśleć o rynku energii i jego uwarunkowaniach (abstrahując od faktu, że w wymiarze ekonomicznym żerował na prosumentach przesuwając część korzyści ekonomicznych na OSD i przedsiębiorstwa obrotu), ale całkowicie uzależniał ich od monopolu energetycznego. Szybkie przejście od mechanizmu pozornie atrakcyjnego ale patologicznego do P2P (w swojej istocie do mechanizmu właściwego dla w pełni dojrzałego rynku, którego reguły są znane i rozumiane przez jego uczestników) może rodzić szereg pozornych działań lub kolejnych patologii.

Mechanizmem, który wydaje się najbardziej właściwy na tym etapie do dzielenia się energią, zdaje się być sąsiedzka linia bezpośrednia lub przekazywanie nadwyżek energii fizycznie odbiorcom zasilanym z tego samego transformatora lub (jeżeli budynki – mikroelektrownie są w bliskiej odległości) magazynowanie nadwyżek energii elektrycznej we wspólnym sezonowym magazynie ciepła i dzielenie się ciepłem.

Klastry

- zwolnienia z „parapodatków” (opłaty OZE, opłaty kogeneracyjnej, akcyzy oraz obowiązków związanych ze świadectwami pochodzenia w odniesieniu do energii elektrycznej wytworzonej z OZE przez członków klastra energii i pobranej przez członków klastra energii dla każdej godziny okresu rozliczeniowego)
- wprowadzenia upustu od zmiennych składników taryfy dystrybucyjnej.

Stanowisko IEO: Ten sam cel, ale szybciej, powszechniej i w prostszy sposób (bez konieczności rejestracji podmiotów i biurokracji z tym związanej), można byłoby uzyskać, promując linie bezpośrednie dla wszystkich zainteresowanych podmiotów, zamknięte systemu dystrybucyjne i obywatelskie społeczności energetyczne zgodne z ich opisem w dyrektywie rynkowej i RED II, oraz wspierając budowę różnego rodzaju magazynów ciepła, energii elektrycznej i wodoru z możliwością dzielenia się nadwyżkami pomiędzy różnymi podmiotami. Byłaby to konkurencja dla OSD, które musiałyby na zasadach rynkowych przygotować rozwiązania korzystniejsze.

Hybrydowe instalacje OZE

- W definicji zmieniono „przyłączonych do tej samej sieci dystrybucyjnej lub przesyłowej o napięciu znamionowym nie wyższym niż 110 kV” na „mających jeden punkt przyłączenia do sieci elektroenergetycznej”
- usunięto informację o jednym lub kilku wyprowadzeniach mocy w jednym lub kilku punktach przyłączenia i zmieniono, że urządzenia wchodzące w skład hybrydowej instalacji OZE mają wyprowadzenie w jednym punkcie
- straciło znaczenie kryterium terytorialności (dotychczas hybrydowa instalacja obciążana jest niejasną koncepcją klastrów, tzn. musiała być zlokalizowana na terenie 1 powiatu lub max 5 gmin; przeniesione dla klastrów) i doprecyzowano, że częścią składową jest magazyn energii, który magazynuje energię tylko z tej instalacji
- wprowadzono definicję mocy zainstalowanej elektrycznej instalacji hybrydowej jako moc znamionową urządzeń, która jest wyprowadzana w jednym i tym samym punkcie przyłączeniowym (w skład urządzeń wchodzi magazyn energii rozumiany jako bateria elektryczna). Generalnie ograniczono hybrydowe instalacje do jednego przyłącza, jednocześnie uznając magazyn energii elektrycznej jako część składową.

Stanowisko IEO: sama definicja jest oparta na sztucznych założeniach (np „stopień wykorzystania mocy zainstalowanej elektrycznej tego zespołu jest większy niż 3504 MWh/MW/rok”). Przeszkodą we wdrażaniu instalacji hybrydowych jest model rynku energii, który nie prowadzi do poszerzonych widełek cen – spreadów (trudności w konstrukcji modeli biznesowych dla magazynów energii) oraz niejasne i niekorzystane zasady wykonywania ekspertyz oddziaływania OZE na sieć (brak preferencji dla hybryd).

Same proponowane rozwiązania są niewystarczające i zawężająco traktują pojęcie hybrydy i związanego z nią magazynu energii (wyłącznie elektrycznej), co jest jawnie sprzeczne z postanowieniem dyrektywy 2019/944.

Dodanie magazynów energii w definicji hybrydowej instalacji OZE ma, wg uzasadnienia do projektu regulacji, dwójakie znaczenie: (1) pomóc stabilizować wykorzystanie sieci na poziomie samej instalacji, przez co operator będzie miał łatwiejsze zadanie w bilansowaniu mocy (2) zachęcać do rozwoju technologii magazynów, która może zwiększać współczynniki autokonsumpcji u prosumentów, ale chodzi tylko o magazyny „dwustronne” energii elektrycznej (tak aby na przepływach zwrotnych mogły skorzystać OSD, a nie np. ciepłownie z magazynami ciepła czy odbiorcy wodoru - magazynowanie energii w wodorze).

Planowane do wprowadzenia przepisy są korzystne dla OSD (mniejsze nakłady na rozwój sieci wraz z rozwojem pogodowo-zależnych OZE), ale w sumie niewiele dają inwestorom. Pomijają rozwiązania, które najtaniej zwiększają możliwości bilansowania mocy ze źródeł pogodowo-zależnych w sieci, takich jak hybrydy wiatrowo-słoneczne o ujemnych współczynnikach korelacji produktywności (tzw. „fotowoltaika pod wiatrakami” z mocą PV rzędu 30% mocy wiatrowej) lub koncepcja cable pooling.

Krajowy Punkt Kontaktowy (KPK) do spraw odnawialnych źródeł energii

- Powstanie KPK (przy ministrze właściwym ds. klimatu) ma na celu ułatwienie procedur administracyjnych
- W zakresie obowiązków KPK jest m.in. udzielanie w terminie ustawowym informacji i wsparcie w sprawie procedur administracyjnych w celu przyłączenia instalacji OZE z

wyszczególnieniem informacji o decyzjach środowiskowych, budowlanych, warunkach przyłączenia i koncesjach.

Stanowisko IEO: poparcie dla samej idei, ale uwagi co do zakresu działania KPK. Powstanie odpowiednika KPK (rozumianego szeroko, nie tylko jako punkt kontaktowy ale jako zestaw programów informacyjnych, doradczych itp. na szczeblu krajowym i samorządowych) jest zgodne z wymogami RED II. Obowiązki informacyjne nakładała już w 2009 roku dyrektywa 2009/28/WE m.in. takim przepisem: (...) państwa członkowskie zapewniają udostępnianie przez (...) krajowe właściwe organy informacji na temat korzyści, kosztów i wydajności energetycznej netto urządzeń i systemów grzewczych, chłodzących i elektrycznych, wykorzystujących energię z OZE. Niestety, przepis nie został odpowiednio wdrożony do polskiego prawa i w latach 2016-2018 obowiązek został całkowicie zignorowany przez Ministerstwo Energi. Odbudowa systemu informacji publicznej w zakresie OZE nie jest teraz zadaniem prostym.

RED II kładzie też nacisk by informować obywateli np. o tym, jak korzystać z prawa do bycia aktywnym odbiorcą, oraz o korzyściach i rozwiązaniach praktycznych, w tym aspektach technicznych i finansowych, związanych z rozwojem i wykorzystaniem energii z OZE. W tym sensie zakres działania KPK powinien być nieco inaczej zaadresowany. Rolą samego MKiŚ jest tworzenie prawa, które maksymalnie skraca i przyspiesza procedury lokalizacyjne i inwestycyjne. Mając proste procedury w stylu „one stop shop” (jedno okienko) przedsiębiorcy nie potrzebowaliby szerokiego wsparcia informacyjnego, poza MŚP i prosumentami (ci z kolei nie podlegają procedurom koncesjonowania i nie są od nich wymagane decyzje środowiskowe czy pozwolenia budowlane).

Obecnie największym problemem jest np. dostęp do informacji dotyczącej:

- możliwości przyłączenia do sieci źródeł prosumenckich (ryzyko czasowego odłączenia od sieci w danym miejscu) oraz małych i dużych instalacji OZE realizowanych przez MŚP;
- planów rozwoju sieci (procedury są znane, ale są nieprzejryste, a sieci niewydolne, brakuje studium przyłączeniowego OZE na terenie całego kraju i informacji o ryzykach lokalnego odłączenia od sieci źródeł istniejących lub przyłączenia w danym węźle sieci), partykularny interes OSD (public utilities) jest nadmiernie chroniony nadużywaniem tajemnicy przedsiębiorstwa;
- parametrów rekomendowanych technologii (sprawność, wymogi techniczne, ślad węglowy, local content);
- rekomendowanych wzorów umów na zakup urządzeń i sprzedaż energii.

Ciepłownictwo i chłodnictwo

- doprecyzowanie definicji efektywnego systemu ciepłowniczego (50% energii z OZE lub z ciepła odpadowego; w dalszym ciągu do efektywnego systemu liczy się ciepło z jednostek kogeneracyjnych wykorzystujących paliwa kopalne (wyłączono jedynie kogenerację opartą na węglu);
- zmiana w Prawie energetycznych (PE): określono warunki kiedy odbiorca może się od takiej sieci odłączyć lub zmienić warunki umowy - w przypadku kiedy sieć ciepłownicza jest nieefektywna. Wtedy właściciel sieci może obciążyć odbiorcę kosztami demontażu urządzeń i niezamortyzowanymi kosztami (w przypadku budynków wielolokalowych można odłączyć w ten sposób tylko cały budynek) – zamiast mechanizmu zmuszającego przedsiębiorstwo energetyczne do poprawy efektywności stawiana jest bariera w istocie chroniąca status quo;
- zmiana w PE: właściciel sieci musi do 31 marca każdego roku zdać raport Prezesowi URE zawierający udział OZE, ciepła odpadowego, z kogeneracji i wartości współczynnika nakładu pierwotnej energii nieodnawialnej, zaś podmiot podłączony do sieci ma przekazać jej operatorowi informacje potrzebne do spełnienia powyższego wymogu do 31 stycznia;

- zmiana w PE: wprowadzono wymóg sporządzenia oceny potencjału sieci ciepłowniczych i chłodniczych przez operatora sieci elektroenergetycznej na jego terenie działań w celu oceny potencjału: magazynowania nadwyżek z OZE; udostępniania zarządzania popytem; świadczenia usług systemowych;
- zmiana w Pe: przy ustalaniu taryf na ciepło należy wziąć pod uwagę uzasadnione koszty na budowę, modernizację i przyłączenie OZE wraz ze zwrotem kapitału ze stopą zwrotu inwestycji nie mniejszą niż 7% (zwalnia z obowiązku przedstawiania prezesowi URE taryf na wytwarzanie ciepła z OZE do 5 MW ciepła, co ma zachęcić przedsiębiorstwa ciepłownicze w inwestowanie w OZE, w tym małe źródła);
- wprowadzenie gwarancji pochodzenia ciepła i chłodu;
- doprecyzowanie obowiązku przyłączania instalacji OZE do sieci ciepłowniczej i zakupu ciepła z OZE, w tym doprecyzowane zasady kwalifikowania pomp ciepła do OZE (współczynnik wydajności sezonowej $SPF > 1,15 * 1/\eta$, przy czym η oznacza stosunek produkcji energii elektrycznej brutto do pierwotnego zużycia energii dla produkcji energii elektrycznej (średnia dla całej Unii, a nie dla Polski).

Stanowisko IEO: Ciepło z OZE zostanie umocowane w uOZE, przez co będzie mogło liczyć na ew. wsparcie, ale samo wsparcie dla ciepła z OZE jest realnie niewielkie w stosunku do potrzeb.

Zachęta w postaci zapewnienia minimalnej, 7% stopy zwrotu z kapitału zaangażowanego w zakresie budowy, modernizacji i przyłączania źródeł ciepła będących instalacjami OZE oraz źródeł ciepła odpadowego przewidziana w Pe zdecydowanie nie jest wystarczająca. Wg OSR, w efekcie wprowadzenia regulacji ciepłownictwo może w ciągu dekady uzyskać 76 mln zł na ew. inwestycje, co jest kwotą symboliczną.

Zastanawia brak wdrożenia przepisu art. 23 RED II dot. zwiększenia udziału energii z OZE w sektorze ogrzewania i chłodzenia orientacyjnie o 1,3 punktu procentowego jako roczna średnia wyliczona dla okresów 2021–2025 i 2026–2030, zaczynając od udziału energii odnawialnej w sektorze ogrzewania i chłodzenia osiągniętego w 2020 r. Oczywiście rekomendowana przez RED ścieżka nie jest prawem, ale brak wykorzystania art. 23 do stymulowania modernizacji ciepłownictwa najbardziej narażonego na szantaż paliwowy Rosji (i na "zimne grzejniki") jest błędem.

W związku z powyższym oraz wymogami RED II i włączeniem ciepłownictwa systemowego do FIT for 55 polskie ciepłownictwo potrzebuje nowych zeroemisyjnych technologii niezależnych od dostaw paliw z Rosji. Chodzi m.in. o wielkoskalowe systemy kolektorów słonecznych z sezonowymi magazynami ciepła i możliwością odbioru niebilansowanej energii elektrycznej z OZE (power-to-heat). Wymaga to zademonstrowania najnowszych rozwiązań technologicznych oraz dostosowania prawa w obszarze planowania przestrzennego. Chodzi m.in. o wyłączenie sezonowych magazynów ciepła (PTES) i wielkowymiarowych kolektorów słonecznych spod obowiązku uzyskiwania decyzji środowiskowej.

W tym kontekście niezrozumiałe, błędne (zawężające wyłącznie do energii elektrycznej) jest dotychczasowe stosowanie w Polsce definicji magazynu energii z dyrektywy 2019/944 w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej.

Dyrektywa stanowi: „magazynowanie energii” oznacza odroczenie, w systemie energetycznym, końcowego zużycia energii elektrycznej w stosunku do momentu jej wytworzenia lub przekształcenie jej w inną postać energii, umożliwiającą jej magazynowanie, magazynowanie takiej energii, a następnie ponowne przekształcenie takiej energii w energię elektryczną lub wykorzystanie jej w postaci innego nośnika energii.

Dyrektywa powinna być wdrożona do prawa krajowego najpóźniej do końca 2021 roku. Definicja uwzględnia procesy magazynowania odwracalne i nieodwracalne oraz magazyny w których ma miejsce magazynowanie energii, dwustronne (w których następuje przekształcanie energii elektrycznej w energię elektryczną) i jednostronne, czyli takie jak przekształcanie energii elektrycznej w gaz (np. H₂) lub ciepło. Brak właściwego wdrożenia definicji magazynu energii blokuje potencjał polskiego ciepłownictwa w zakresie wykorzystania nadwyżek niezbilansowanej energii z OZE i zdecydowanie utrudnia transformację nie tylko ciepłownictwa ale całej energetyki. W tym miejscu podkreślenia wymaga, że wdrożenie możliwości lokalnego zagospodarowywania chwilowych nadwyżek energii elektrycznej z bezemisyjnych OZE stanowić może kluczowy mechanizm zdynamizowania rozwoju nowych inwestycji w te źródła bez narażania równowagi bilansu mocy w KSE.