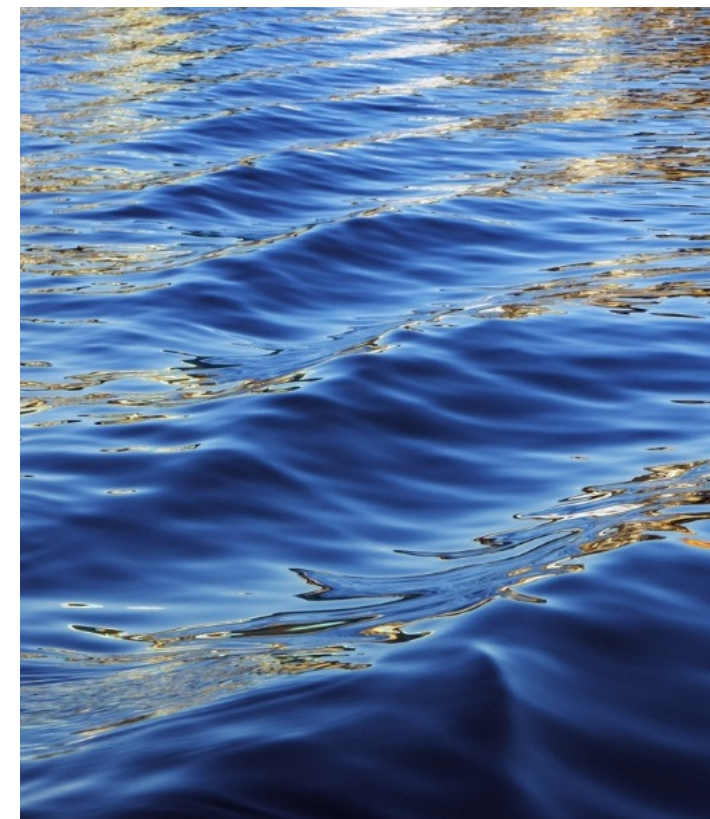


Bariery szybkiego rozwoju dużych źródeł PV w Polsce

- Propozycje rozwiązań systemowych



Eksperti i prawnicy Krajowej Izby Klastrow Energii przygotowali opracowanie dotyczące aktualnych barier w rozwoju inwestycji fotowoltaicznych w Polsce. Na wstepie, chcielibysmy zwrócic uwage, ze podstawowe kwestie związane sa z regulacjami dla inwestorów oraz strony finansujacej i dotyczą zapewnienia stabilności ekonomicznej projektów.

Poniższe opracowanie zostało podzielone na trzy części:

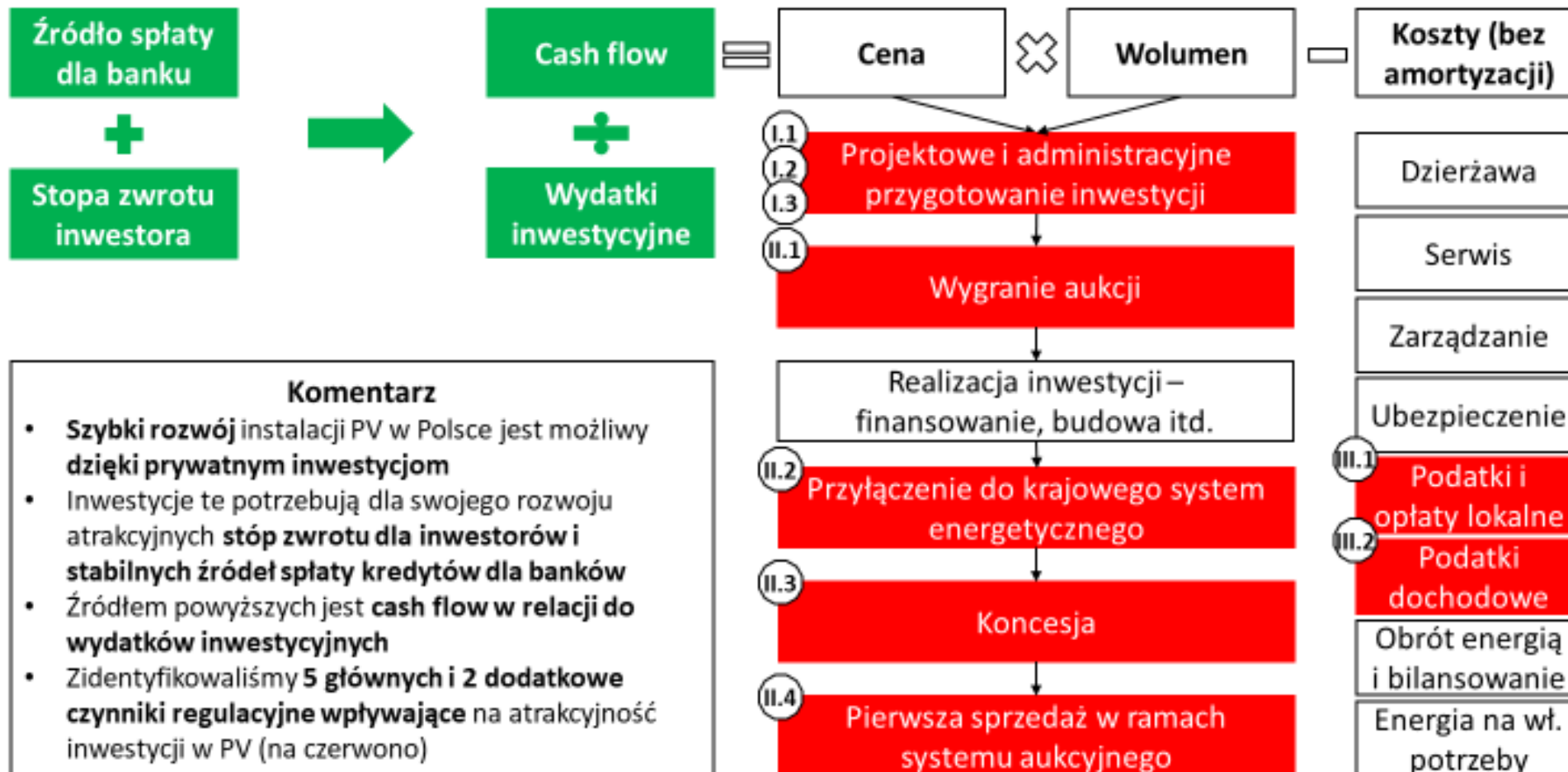


- 1. BARIERY PRAWNO-INWESTYCYJNE**
- 2. BARIERY PRAWNO-REGULACYJNE**
- 3. BARIERY PRAWNO-PODATKOWE**

Każda część składa się z opisu problemu, przedstawienia bariery regulacyjnej oraz rekomendacji rozwiązania

Schemat wpływu administracji publicznej na rynek PV w Polsce - podsumowanie

Bariery administracyjne, utrudnienia w przyłączaniu do sieci oraz niepewność wejścia do systemu aukcyjnego stanowią główne bariery szybszego rozwoju instalacji PV w Polsce



I. BARIERY PRAWNO-INWESTYCYJNE

I.1. Procedury wydłużające proces inwestycyjny – decyzja środowiskowa

Problem:

- Obecnie zabudowa systemami fotowoltaicznymi powierzchni nie mniejszej niż 1 ha (bądź 0,5 ha w obszarach objętych ochroną przyrody) wymaga przeprowadzenia oceny oddziaływania przedsięwzięcia na środowisko trwającej średnio: (i) 4 m-ce dla instalacji do 1 MW, (ii) 5-12 m-cy dla instalacji powyżej 1 MW. Jest to postępowanie wielostronne, charakteryzujące się dużym potencjałem generowania celowej bądź przypadkowej przewlekłości. Do czasu zakończenia przedmiotowego postępowania nie można złożyć wniosku o wydanie pozwolenia na budowę.
- Przyczyną bezpośrednią ww. stanu rzeczy jest zakwalifikowanie zabudowy systemami fotowoltaicznymi do przedsięwzięć mogących potencjalnie znacząco oddziaływać na środowisko, a przyczyną pierwotną jest uznanie zabudowy systemami fotowoltaicznymi za rodzaj zabudowy przemysłowej.
- **Przepisy UE nie przesądzają i nie nakazują uznawania systemów fotowoltaicznych za urządzenia przemysłowe do produkcji energii.** Panele fotowoltaiczne wytwarzają energię w sposób ciągły i bezobsługowy, samoczynnie wykorzystując zjawisko fotoelektryczne. Tymczasem „przemysł” to „produkcja materialna polegająca na wydobywaniu z ziemi bogactw naturalnych i wytwarzaniu produktów w sposób masowy przy użyciu urządzeń mechanicznych”. Fotowoltaika nie wpisuje się zatem w definicję przemysłu i nie ma uzasadnienia dla poddawania jej reżimowi prawnemu właściwemu „przemysłowi”.

I. BARIERY PRAWNO-INWESTYCYJNE

I.1. Procedury wydłużające proces inwestycyjny – decyzja środowiskowa

Bariera regulacyjna:

- Kwalifikacja zabudowy systemami fotowoltaicznymi jako przedsięwzięć oddziałujących na środowisko (§ 3 ust. 1 pkt 54 Rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 10 września 2019 r.)

Rozwiązanie:

- Zmiana § 3 ust. 1 pkt 54 Rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 10 września 2019 r. poprzez wykreślenie słów „w tym zabudowa systemami fotowoltaicznymi” – względnie (aby wyeliminować potencjał wątpliwości interpretacyjnych) – poprzez zastąpienie słów „w tym zabudowa systemami fotowoltaicznymi” słowami „z wyłączeniem zabudowy systemami fotowoltaicznymi”.
- Rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 10 września 2019 r. w sprawie przedsięwzięć mogących znacząco oddziaływać na środowisko (Dz.U. z 2019, poz. 1839)

I. BARIERY PRAWNO-INWESTYCYJNE

I.2. Procedury wydłużające proces inwestycyjny – pozwolenie na budowę

Problem:

- Obecnie instalacje fotowoltaiczne zaliczone są do zabudowy wymagającej uzyskania pozwolenia na budowę, a następnie pozwolenia na użytkowanie – nawet gdy powstają bezpośrednio na niezabudowanym gruncie.
- Powyższe procedury podnoszą koszty inwestycji oraz wydłużają proces realizacji farmy PV o kilka miesięcy. Trwają one dłużej niż sama „budowa” instalacji. Nieadekwatność stosowania tych procedur do wznoszenia farm PV na niezabudowanych gruntach wynika m.in. z następujących okoliczności:
 - Instalacje fotowoltaiczne wymagają niezacienionych otwartych przestrzeni stąd lokalizowane są w obszarach niezabudowanych i niezalesionych, przede wszystkim na gruntach rolnych.
 - Konstrukcje wsporcze pod panele fotowoltaiczne nie stanowią budowli, nie wymagają fundamentów, nie są na trwale związane z gruntem, mogą zostać całkowicie zdemontowane w ciągu kilku dni. Teren farmy fotowoltaicznej jest ogrodzony i zabezpieczony, a instalacje fotowoltaiczne działają bezobsługowo, stąd pomijalność ryzyka zagrożenia zdrowia lub życia w przypadku potencjalnej „katastrofy budowlanej”.
 - Materiały wykorzystywane do budowy instalacji fotowoltaicznych są standaryzowane i nie zawierają elementów tworzonych z materiałów niebezpiecznych.

I. BARIERY PRAWNO-INWESTYCYJNE

I.2. Procedury wydłużające proces inwestycyjny – pozwolenie na budowę

Bariera regulacyjna:

- Bezwzględny obowiązek uzyskania pozwolenia na budowę dla farm PV (art. 28 ust. 1 Prawa budowlanego. Brak objęcia wyłączeniami przewidzianymi w art. 29 ust. 1 pkt 8a i 20 oraz ust. 2 pkt 16), art. 29a, art. 30 ust. 1 pkt 1a) tej ustawy).

Rozwiązanie:

- Aktualnie deregulacja wyłączającą konieczność uzyskiwania pozwolenia na budowę obejmuje budowę stacji ładowania oraz punktów ładowania pojazdów elektrycznych oraz budowę przyłączy elektroenergetycznych (w obu przypadkach istnieje wymóg zgłoszenia zamiaru budowy bądź sporządzenia planu sytuacyjnego na kopii aktualnej mapy zasadniczej lub mapy jednostkowej), a także montaż urządzeń fotowoltaicznych o mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 50 kW. Zasadnym jest rozszerzenie listy wyłączeń od konieczności uzyskania pozwolenia na budowę o budowę instalacji fotowoltaicznych o całkowitej zainstalowanej mocy do 10 MW (wznoszonych bezpośrednio na niezabudowanym gruncie), wprowadzając obowiązek zgłoszenia zamiaru takiej budowy.

I. BARIERY PRAWNO-INWESTYCYJNE

I.3. Procedury wydłużające proces inwestycyjny – brak możliwości kwalifikacji farm PV jako infrastruktury technicznej na gruncie regulacji planistycznych.

Problem:

- Do 29 sierpnia 2019 roku orzecznictwo sądów administracyjnych szeroko dopuszczało możliwość kwalifikowania zarówno siłowni wiatrowych, jak i instalacji fotowoltaicznych jako urządzenia infrastruktury technicznej. Po tej dacie – na skutek zmiany przepisów – stało się to niemożliwe.
- W efekcie ww. nowelizacji wykluczono możliwość lokalizacji farmy PV na bardzo wielu terenach, dla których obowiązują plany miejscowe. Plany te najczęściej literalnie bowiem nie wymieniają instalacji PV jako dopuszczalnej formy zabudowy, towarzyszącej podstawowemu przeznaczeniu terenu, np. rolnemu czy przemysłowemu. Możliwość kwalifikacji farm PV jako urządzeń infrastruktury technicznej pozwalało na „wpisanie” tych inwestycji w obowiązujące plany (bez konieczności ich zmiany). Było to o tyle zasadne, że instalacje fotowoltaiczne umożliwiają rolnicze współkorzystanie z zajętych przez nie gruntów, a jeżeli są to tereny industrialne bądź postindustrialne – instalacje fotowoltaiczne prawidłowo komponują się z tego typu okoliczną zabudową. Obecnie takie plany wymagają zmiany w celu umożliwienia budowy farmy PV (np. na terenie zakładu przemysłowego).
- Nawet prosta zmiana planu miejscowego trwa min. kilkanaście miesięcy (wymaga bowiem jeszcze wcześniejszej zmiany studium). Jest to dodatkowy koszt nie tylko dla inwestorów, ale też i samorządów.

I. BARIERY PRAWNO-INWESTYCYJNE

I.3. Procedury wydłużające proces inwestycyjny – brak możliwości kwalifikacji farm PV jako infrastruktury technicznej na gruncie regulacji planistycznych.

Bariera regulacyjna:

- Przepisy ustawy o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym nie pozwalają kwalifikować instalacji PV jako urządzeń infrastruktury technicznej (art. 10 ust. 2a oraz art. 61 ust. 3).

Rozwiązanie:

- Powrotne zakwalifikowanie instalacji fotowoltaicznych jako urządzeń infrastruktury technicznej:
 - Zmiana treści art. 61 ust. 3 ustawy o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym poprzez zastąpienie słów „(...) i urządzeń infrastruktury technicznej, a także instalacji odnawialnego źródła energii (...)” słowami „(...) i urządzeń infrastruktury technicznej, w tym instalacji fotowoltaicznych o całkowitej zainstalowanej mocy do 10 MW, a także innych instalacji odnawialnego źródła energii (...)”.
 - Zmiana treści art. 10 ust. 2a ustawy o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym poprzez dopisanie zdania drugiego (po kropce) o następującej treści: „Nie dotyczy instalacji fotowoltaicznych o całkowitej zainstalowanej mocy do 10 MW stanowiących urządzenia infrastruktury technicznej”.

II. BARIERY PRAWNO-REGULACYJNE

II.1 Brak perspektywy regulacyjnej wsparcia OZE po 2021 r.

Problem:

- Ustawa OZE daje możliwość przeprowadzania aukcji OZE jedynie do 30.06.2021 r.
- Na chwilę obecną nie istnieje skuteczna i efektywna alternatywa dla aukcji URE, zapewniająca szybki rozwój źródeł OZE w tym PV. Konkurencyjnym rozwiązaniem promowanym na rynku są umowy PPA (Power Purchase Agreement). Niestety umowy PPA nie zapewniają na ten moment inwestorom porównywalnego efektu w postaci masowego finansowania i budowy nowych instalacji PV co aukcje URE ponieważ:
 - W polskich warunkach instalacje PV wymagają stabilnej długoterminowej gwarancji stosunkowo wysokiej ceny (i przychodu), aby utrzymać bankowalność dla instytucji finansujących i rentowność dla inwestorów. Natomiast przekonanie odbiorców energii do podpisywania 15-letnich umów ze stałymi cenami, które na dzień dzisiejszy istotnie odbiegają od poziomów rynkowych będzie procesem długotrwałym (obecnie jest to poziom ryzyka nieakceptowany biznesowo w szerszej skali przez odbiorców. Wyjątki od tej reguły bardziej są związane z działaniami o charakterze CSR, niż z decyzjami motywowanymi rachunkiem ekonomicznym).
 - Zawarcie umowy PPA co do zasady poprzedzone jest długimi negocjacjami, których efektem jest zindywidualizowana umowa. Taki tryb wydłuża proces w porównaniu do aukcji URE i niesie ze sobą ryzyko, że bank nie zaakceptuje zapisów takiej umowy z punktu widzenia ryzyka. W przypadku aukcji URE - banki znają przepisy ustawy i nie muszą analizować ryzyka przy każdym kolejnym finansowaniu (tzn. operując schematem wystandaryzowanym na poziomie ustawy).
 - Umowa PPA jako podstawowe źródło spłaty kredytu wymusza na banku badanie zdolności kredytowej nie tylko wytwórcy, ale również odbiorcy energii. W praktyce to znacznie wydłuża proces pozyskiwania finansowania i ogranicza pulę PPA akceptowalnych przez bank co z kolei ogranicza dynamiczny rozwój instalacji PV. Wycena ryzyka związanego z wykonaniem umowy także przez odbiorcę – podnosi koszt umów typu PPA, a tym samym zmniejsza jego atrakcyjność rynkową.

II. BARIERY PRAWNO-REGULACYJNE

II.1 Brak perspektywy regulacyjnej wsparcia OZE po 2021 r.

Bariera regulacyjna:

- Ustawa OZE nie przewiduje możliwości przeprowadzania aukcji dla OZE po 30.06.2021 r. (art. 92 ust. 5). Do tego czasu planowane jest przeprowadzenie jeszcze jedynie 4 aukcji.

Rozwiązanie:

- Nowelizacja ustawy OZE - przedłużenie trwania systemu aukcyjnego oraz znaczne zwiększenie częstotliwości aukcji URE. Takie rozwiązanie:
 - Zapewni większą płynność przygotowanych projektów i zachęci inwestorów do przygotowywania większego wolumenu projektów.
 - Ułatwi finansowanie projektów i skróci czas pomiędzy przygotowaniem projektów a zakończeniem ich realizacji (wygranie aukcji, pozyskanie finansowania).

II. BARIERY PRAWNO-REGULACYJNE

II.2. Utrudnienia dot. powstawania sieci dedykowanych przyłączaniu źródeł OZE do krajowego systemu elektroenergetycznego.

Problem:

- Większe projekty OZE (np. kilka farm PV), realizowane na powiązanym funkcjonalnie obszarze, potrzebują dedykowanej sieci pozwalającej na wyprowadzenie mocy z powstających w ramach tych projektów źródeł odnawialnych, do sieci operatorów systemów dystrybucyjnych energetyki zawodowej (tzw. OSDp).
- Realizację ww. sieci mogą zapewnić OSDp (przez rozbudowę własnej infrastruktury). Operatorzy ci z uwagi na skalę swojej działalności oraz fakt, że 4 głównych OSDp to spółki pośrednio kontrolowane przez Skarb Państwa – poddani są szeregowi regulacji, które bardzo ograniczają im możliwość szybkiego działania. Do regulacji tych należą m.in. obowiązek uzgadniania z Prezesem URE planów rozwoju sieci (nakłady nie ujęte w planie nie mają gwarancji finansowania w ramach taryfy), czy ograniczenia wynikające z obowiązku stosowania przepisów dot. zamówień publicznych (procedury zamówieniowe są bardzo czasochłonne). W rezultacie wspomniani operatorzy często nie są w stanie zapewnić rozbudowy własnych sieci w tempie odpowiadającym oczekiwaniom branży OZE. Tempo to jest zaś determinowane m.in. takimi czynnikami jak finansowanie inwestycji, zobowiązania aukcyjne, czy potrzeba odpowiedniej koordynacji procesu przyłączeń poszczególnych źródeł OZE (projektów) do sieci na miejscu.

II. BARIERY PRAWNO-REGULACYJNE

II.2. Utrudnienia dot. powstawania sieci dedykowanych przyłączaniu źródeł OZE do krajowego systemu elektroenergetycznego.

Problem

Powyższe ograniczenia OSDp powodują, że inwestujący w budowę OZE są gotowi przejąć część zadań OSDp i samodzielnie zapewnić sprawną budowę lokalnych sieci dystrybucyjnych, agregujących źródła OZE powstające na danym obszarze – wykorzystując w tym celu zadaniowych operatorów (OSDn).

Przejęcie ww. zadań przez OSDn napotyka jednak istotne przeszkody regulacyjne. Do głównych z nich należą:

- Brak swobody ustalania warunków finansowych dla przyłączania nowych źródeł do sieci OSDn.
- Powstanie obowiązku podatkowego (w CIT) – w zakresie opłaty przyłączeniowej - w momencie uiszczenia tej opłaty, który to moment związany jest z wykonaniem samego przyłączenia przy jednoczesnej konieczności amortyzowania sieci co w krótkim okresie powoduje konieczność uiszczenia jednorazowego dużego podatku CIT, zaś w długim brak możliwości rozliczania kosztów (amortyzacji) z odpowiadającymi im przychodami (opłata).
- Brak możliwości osiągania przez OSDn dochodów pozwalających na utrzymanie wybudowanej sieci dedykowanej przyłączanym źródłom.
 - W zakresie pierwszej przeszkody (pkt a) – należy wskazać na art. 7 ust. 9 Prawa energetycznego. Pozwala on na indywidualne ustalenie finansowych warunków przyłączenia – jedynie w przypadku gdy OSD wcześniej odmówi przyłączenia z uwagi na brak warunków ekonomicznych przyłączenia i powiadomi o tym (o odmowie) Prezesa URE. O ile ograniczenie to jest zasadne w przypadku energetyki zawodowej (OSDp) – zapobiega bowiem dyskryminacji w procesie przyłączeniowym. O tyle nie znajduje ono zupełnie uzasadnienia wobec małych OSDn, współpracujących z lokalnymi wytwórcami OZE. Wydłuża bowiem jedynie proces ustalania warunków przyłączenia i stwarza niepewność co do ostatecznej oceny ich dopuszczalności przez regulatora. Możliwość indywidualnego ustalenia ekonomicznych warunków przyłączenia jest zaś niezbędna dla zapewnienia finansowania budowy lokalnej sieci dystrybucyjnej integrującej lokalne źródła OZE. Ustawowy mechanizm ustalania opłaty przyłączeniowej jest w tym zakresie zupełnie nieadekwatny.

II. BARIERY PRAWNO-REGULACYJNE

II.2. Utrudnienia dot. powstawania sieci dedykowanych przyłączaniu źródeł OZE do krajowego systemu elektroenergetycznego.

Problem

- W zakresie drugiej przeszkody (pkt b) - należy wskazać, że opłata przyłączeniowa stanowi dla OSDn w głównej mierze zwrot kosztów poniesionej inwestycji czynionej na rzecz wytwórców OZE i jako taka nie może być traktowana równoważnie do uzyskanego przychodu ze sprzedaży przeciętnego towaru/usługi. W przypadku standardowej sprzedaży towaru/usługi podatkowe koszty ich wytworzenia są w głównej mierze rozliczane natychmiast w miesiącu ich świadczenia (koszty pośrednie lub bezpośrednie) zaś koszty nabycia środków trwałych rozliczane w długim okresie stanowią ich niewielki ułamek. Inaczej jest w przypadku kosztów inwestycji w sieć czynionej przez OSDn gdzie koszt środka trwałego (sieci) stanowi główną część opłaty przyłączeniowej. W obecnej rzeczywistości prawnej brak jest powiązania momentu rozpoznawania kosztów z momentem uzyskiwania przychodów z uwagi na fakt, że w jego przypadku opłata przyłączeniowa pokrywa *de facto* koszt wytworzenia amortyzowanych w długim okresie środków trwałych (sieci). W konsekwencji OSDn musiałby w roku uzyskania opłaty uregulować należności podatkowe obliczone od przychodu, koszty rozliczając dopiero w późniejszym czasie. Ryzykuje dodatkowo brak możliwości ich rozliczenia w ogóle z racji braku odpowiadających przychodów.
- W zakresie trzeciej przeszkody (pkt c) – należy wskazać na § 26 ust. 2 rozporządzenia taryfowego. OSDn nie mają możliwości pobierania opłat taryfowych za energię elektryczną dostarczaną swoją siecią (pochodzącą ze źródeł OZE) do sieci OSDp. Taka możliwość jest wyłączona wskazaną regulacją. Jednocześnie OSDn przychody z działalności dystrybucyjnej mogą osiągać tylko w oparciu o regulowaną taryfę. Obecny mechanizm ustalania taryf dopuszcza możliwość pobierania opłat za usługi dystrybucji jedynie od energii pobieranej (przez odbiorców) z sieci. W rezultacie OSDn, do sieci których przyłączone są głównie źródła OZE (a odbiorcą tej energii jest OSDp), nie mają możliwości pokrywania kosztów swojej działalności operacyjnej (utrzymania sieci) przychodem regulowanym. **W konsekwencji są one skazane na prowadzenie działalności nierentownej.**
- OSDp mając odbiorców przyłączonych do swojej sieci, zużywających energię elektryczną dostarczaną ze źródeł OZE za pośrednictwem sieci OSDn, *de facto* uzyskują przychody, które powinny służyć również pokryciu kosztów utrzymania sieci OSDn. OSDn same nie mając możliwości utrzymywania sieci wybudowanej na potrzeby przyłączeń źródeł OZE (z przychodów taryfowych) obecnie nie mają gwarancji, że będą mogli zbyć te sieci OSDp, a więc tym, którzy takie możliwości mają.
- W obowiązujących przepisach można znaleźć rozwiązania, które zobowiązują przedsiębiorstwo przesyłowe do nabycia urządzeń przesyłowych od tych którzy sfinansowali ich budowę i są ich właścicielami. Przepisy te nie obejmują jednak finansujących budowę – mających formalnie status przedsiębiorstwa przesyłowego (tj. nie działają w relacjach OSDp-OSDn). **Stąd potrzeba wprowadzenia regulacji dedykowanej, umożliwiającej OSDn zbywanie infrastruktury sieciowej, na rzecz podmiotów, które systemowo są odpowiedzialne za utrzymanie i eksploatację sieci dystrybucyjnej, tj. OSDp.**

II. BARIERY PRAWNO-REGULACYJNE

II.2. Utrudnienia dot. powstawania sieci dedykowanych przyłączaniu źródeł OZE do krajowego systemu elektroenergetycznego.

Bariera regulacyjna:

Branża OZE może przejmować część zadań związanych z budową sieci dystrybucyjnych niezbędnych do realizacji przyłączeń nowych źródeł OZE do krajowego systemu elektroenergetycznego - przez wykorzystywanie w tym celu zadaniowych OSD – tzw. OSDn. Na przeszkodzie temu stoją jednak:

- regulacje taryfowe, które uniemożliwiają osiąganie dochodów taryfowych OSDn, którzy transportują swoimi sieciami energię ze źródeł OZE do Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (§ 26 ust. 2 rozporządzenia taryfowego).
- regulacje podatkowe dotyczące sposobu ujmowania opłaty przyłączeniowej, jako przychodu podatkowego w momencie przyłączenia niepowiązanego z momentem rozpoznania kosztów jej świadczenia.
- regulacje dotyczące przyłączeń źródeł do sieci, które ograniczają możliwość swobodnego ustalenia warunków finansowych przyłączenia źródeł OZE do sieci OSDn (art. 7 ust. 9 Prawa energetycznego).

W rezultacie OSDn – regulacyjnie – pozbawiony jest możliwości uzyskiwania przychodów pokrywających koszty utrzymania sieci dedykowanej źródłom OZE. Jednocześnie **OSDn nie ma zagwarantowanej możliwości zbycia wybudowanej przez siebie sieci OSD zawodowym, które takie przychody mogą uzyskać.**

II. BARIERY PRAWNO-REGULACYJNE

II.2. Utrudnienia dot. powstawania sieci dedykowanych przyłączaniu źródeł OZE do krajowego systemu elektroenergetycznego.

Rozwiązanie:

Nowelizacja Prawa energetycznego pozwalająca na:

- Przekazywanie przez OSDn wybudowanych sieci OSDp.
- Swobodne ustalanie warunków finansowych przyłączenia źródeł OZE do sieci OSDn (tzw. opłaty przyłączeniowej).
- Możliwość traktowania przez OSDn (działających na sieciach, które służą niemal wyłącznie do transportowania do sieci OSDp energii el. wytworzonej w instalacjach OZE) pobieranej przez nich opłaty przyłączeniowej jako zwrotu wydatków niebędących przychodem w momencie ich otrzymania, a nie jako jednorazowy przychód jak to ma miejsce obecnie.

Logiczną konsekwencją braku konieczności opodatkowania przychodu z opłaty przyłączeniowej na bieżąco jest powiązanie takiej regulacji z przepisami dotyczącymi kosztów uzyskania przychodów, poprzez wskazanie braku możliwości amortyzacji podatkowej składników nabytych ze środków pochodzących z opłaty przyłączeniowej (de facto zwróconych OSDn). Dzięki takiemu rozwiązaniu nastąpiłoby pożądane powiązanie momentu opodatkowania z czasem zwrotu inwestycji (amortyzacji sieci), tj. opłata nie byłaby przychodem jednorazowo zaś wydatki nie byłyby kosztem w długim okresie.

Taka interpretacja przepisów jest możliwa nawet dziś (art. 12 ust. 4 pkt. 6a Ustawy CIT w zw. z art. 16 ust. 1 pkt. 48 Ustawy CIT), wystarczy tylko jej konsekwentne stosowanie przez organy podatkowe do czego te mogłyby zostać zachęczone np. poprzez wydanie interpretacji ogólnej lub doprecyzowanie przepisów.

II. BARIERY PRAWNO-REGULACYJNE

II.3. Obowiązek koncesyjny – nierówne traktowanie źródeł OZE i źródeł konwencjonalnych.

Problem:

- Wytwarzanie energii w źródłach OZE jest poddane zdecydowanie większej reglamentacji prawnej niż wytwarzanie energii w jednostkach konwencjonalnych. Uzyskanie koncesji wymaga produkcja energii w jednostce OZE o mocy pow. 0,5 MW, tymczasem dla jednostek konwencjonalnych granicę stanowi 50 MW (art. 32 Prawa energetycznego).
- Skala rozwoju energetyki odnawialnej, a także skokowy przyrost zadań URE w ostatnim czasie, skutkuje tym, że regulator nie jest w stanie sprawnie rozpatrywać wniosków koncesyjnych. Postępowania są długotrwałe (wielomiesięczne). Dla inwestorów czas oczekiwania na koncesję (promesę) to zwykle czas stracony, w którym nie mogą w pełni rozwijać projektu. Do czasu uzyskania koncesji (promesy) inwestorzy często mają ograniczoną możliwość pozyskania kapitału niezbędnego dla sfinansowania projektu. Instytucje finansujące postrzegają bowiem konieczność uzyskania koncesji jako dodatkowe ryzyko administracyjne niezależne od inwestora – wstrzymujące pełne uruchomienie finansowania.
- Jednocześnie trudno znaleźć uzasadnienie, dla którego wytwarzanie energii elektrycznej w tak prostej instalacji jaką jest np. jednostka PV o mocy 1 MW wymaga kwalifikowanej formy zezwolenia (w postaci koncesji), gdy tymczasem generacja energii jednostce węglowej o mocy 40 MW takiego zezwolenia nie wymaga.

II. BARIERY PRAWNO-REGULACYJNE

II.3. Obowiązek koncesyjny – nierówne traktowanie źródeł OZE i źródeł konwencjonalnych.

Bariera regulacyjna:

- Obowiązek uzyskiwania koncesji na wytwarzanie energii el. z OZE (w tym PV) dla instalacji o mocy powyżej 0.5MW (art. 32 Prawa energetycznego).

Rozwiązanie:

- Nowelizacja przepisów Prawa energetycznego zrównująca obowiązek uzyskania koncesji dla wszystkich jednostek OZE i jednostek konwencjonalnych – w zakresie przesłanki dot. mocy instalacji. Dla wszystkich jednostek powinien obowiązywać jeden próg –50 MW.

II. BARIERY PRAWNO-REGULACYJNE

II.4 Pierwsza sprzedaż energii w ramach systemu aukcyjnego – nieproporcjonalne konsekwencje niedotrzymania zobowiązania aukcyjnego.

Problem:

- Przepisy ustawy OZE warunkują możliwość uzyskania wsparcia w ramach systemu aukcyjnego (pokrycia ujemnego salda) od tego czy inwestor bezwzględnie dotrzyma terminu sprzedaży po raz pierwszy energii el. w ramach systemu aukcyjnego (art. 96 ust. 6a ustawy OZE).
- Nawet drobne przesunięcie terminowe powoduje „wypadnięcie” z systemu aukcyjnego, tj. utratę przez instalację OZE prawa do pokrycia ujemnego salda (różnicy między ceną aukcyjną a ceną rynkową). Jest to kluczowe ryzyko projektowe zarówno dla instytucji finansujących projekty OZE jak i samych inwestorów. Wymusza to na inwestorach i bankach bardzo asekuracyjne podejście do realizacji projektów.
- Ww. sankcja potrafi przekreślić cały projekt OZE (pozbawić go rentowności) – przy najmniejszym „potknięciu” terminowym. Stwarza to ryzyko „porzucania” projektu przy jakimkolwiek zagrożeniu dla dotrzymania terminu – z obawy przed generowaniem większych strat. Sankcja ta jest zatem rażąco nieproporcjonalna do skutków, jakie niesie ze sobą penalizowane przewinienie.

II. BARIERY PRAWNO-REGULACYJNE

II.4 Pierwsza sprzedaż energii w ramach systemu aukcyjnego – nieproporcjonalne konsekwencje niedotrzymania zobowiązania aukcyjnego.

Bariera regulacyjna:

- Sankcja za niedotrzymanie terminu wykonania zobowiązania do sprzedaży energii elektrycznej w ramach systemu aukcyjnego przez instalację OZE, która wygrała aukcję (art. 92 ust. 6a ustawy OZE) – całkowite pozbawienie prawa do pokrycia ujemnego salda przy najmniejszym „poślizgu” terminowym.

Rozwiązanie:

- Nowelizacja ustawy OZE polegająca na zmianie rodzaju sankcji za niedotrzymanie zobowiązania określonego w art. 79 ust. 3 pkt 8 ustawy OZE. Zmiana może polegać na wprowadzeniu w miejsce sankcji za niedotrzymanie terminu sprzedaży po raz pierwszy energii w ramach z systemu aukcyjnego:
 - Kary pieniężnej
 - lub
 - Mechanizmu pozbawiającego instalację OZE czasowo prawa do pokrycia ujemnego salda - proporcjonalnie do opóźnienia w zakresie dotrzymania zobowiązania do sprzedaży po raz pierwszy energii elektrycznej w ramach systemu aukcyjnego.

•

III. BARIERY PRAWNO-PODATKOWE

III.1. Podatki i opłaty lokalne – brak jednolitej wykładni dot. opodatkowania instalacji PV

Problem:

- Podatek od nieruchomości stanowi istotny element kosztów eksploatacyjnych instalacji PV. Niepewność co do jego wysokości stanowi dodatkowe ryzyko dla banku. Podobna sytuacja miała miejsce w przypadku instalacji wiatrowych, gdzie orzecznictwo przez długi czas zmagало się z pytaniem, które elementy farmy wiatrowej powinny podlegać opodatkowaniu podatkiem od nieruchomości jako części budowlane (słup? gondola? silnik? całość instalacji?).
- Wątpliwości, także w tym wypadku, podobnie jak kiedyś przy farmach wiatrowych ogniskują się wokół sposobu traktowania instalacji PV dla potrzeb jej opodatkowania podatkiem od nieruchomości na dwóch płaszczyznach:
 - Czy, a jeśli tak, to jaką część instalacji PV traktować jako budowlę stanowiącą całość i opodatkowaną w całości/części podatkiem od nieruchomości w stawce 2% od wartości (w analogii do farm wiatrowych czy może opodatkowaniu podlega tylko słup/podstawa na którym stoją jako ich część budowlana)?
 - Jak teren na którym zlokalizowana jest farma opodatkować podatkiem od nieruchomości należnym od gruntu – czy od m² powierzchni zajętej przez instalację (tylko teren bezpośrednio pod obrysem panelu), czy cały dzierzawiony teren (tj. wraz z pustkami technologicznymi)?
- W/w wątpliwości stanowią istotną przeszkodę w biznesowym skalkulowaniu całej inwestycji.

•

III. BARIERY PRAWNO-PODATKOWE

III.1. Podatki i opłaty lokalne – brak jednolitej wykładni dot. opodatkowania instalacji PV

Bariera regulacyjna:

- Brak jednolitej wykładni wśród samorządów dotyczącej sposobów naliczania podatku od nieruchomości od instalacji PV.

Rozwiązanie:

- Uregulowanie (szczególne w formie nowelizacji przepisów czy ogólnej interpretacji przepisów prawa podatkowego) sposobu naliczania podatku od nieruchomości dla instalacji PV zarówno w zakresie gruntu pod instalacją, jak i samej instalacji. Taka regulacja obniży ryzyko dla uczestników projektów PV, a także przyspieszy czas ich przygotowania. Należy bowiem pamiętać, że w razie tworzenia projektu na terenie kilku gmin, jako lokalne organy podatkowe mogą one mieć odmienne podejście do tematyki opodatkowania instalacji PV co dodatkowo komplikuje proces inwestycyjny.

•

III. BARIERY PRAWNO-PODATKOWE

III.2. Podatek dochodowy – umożliwienie inwestorom OZE korzystania z tzw. podatku estońskiego

Problem:

- Podmioty, inwestujące w OZE nie mają możliwości przeznaczenia całego wypracowanego przez nie zysku na dalsze inwestycje ponieważ podlega on opodatkowaniu. Uszczupla to kapitał niezbędny dla inwestycji.

Bariera regulacyjna:

- W 2021 roku mają wejść przepisy o tzw. „podatku estońskim” – podatek CIT płacony w momencie dystrybucji zysku a nie uzyskania dochodu. Uprawnionymi do korzystania z przepisów zgodnie z pierwszymi zapowiedziami mają być jednak jedynie spółki kapitałowe o obrotach nie przekraczających 2M EUR.

Rozwiązanie:

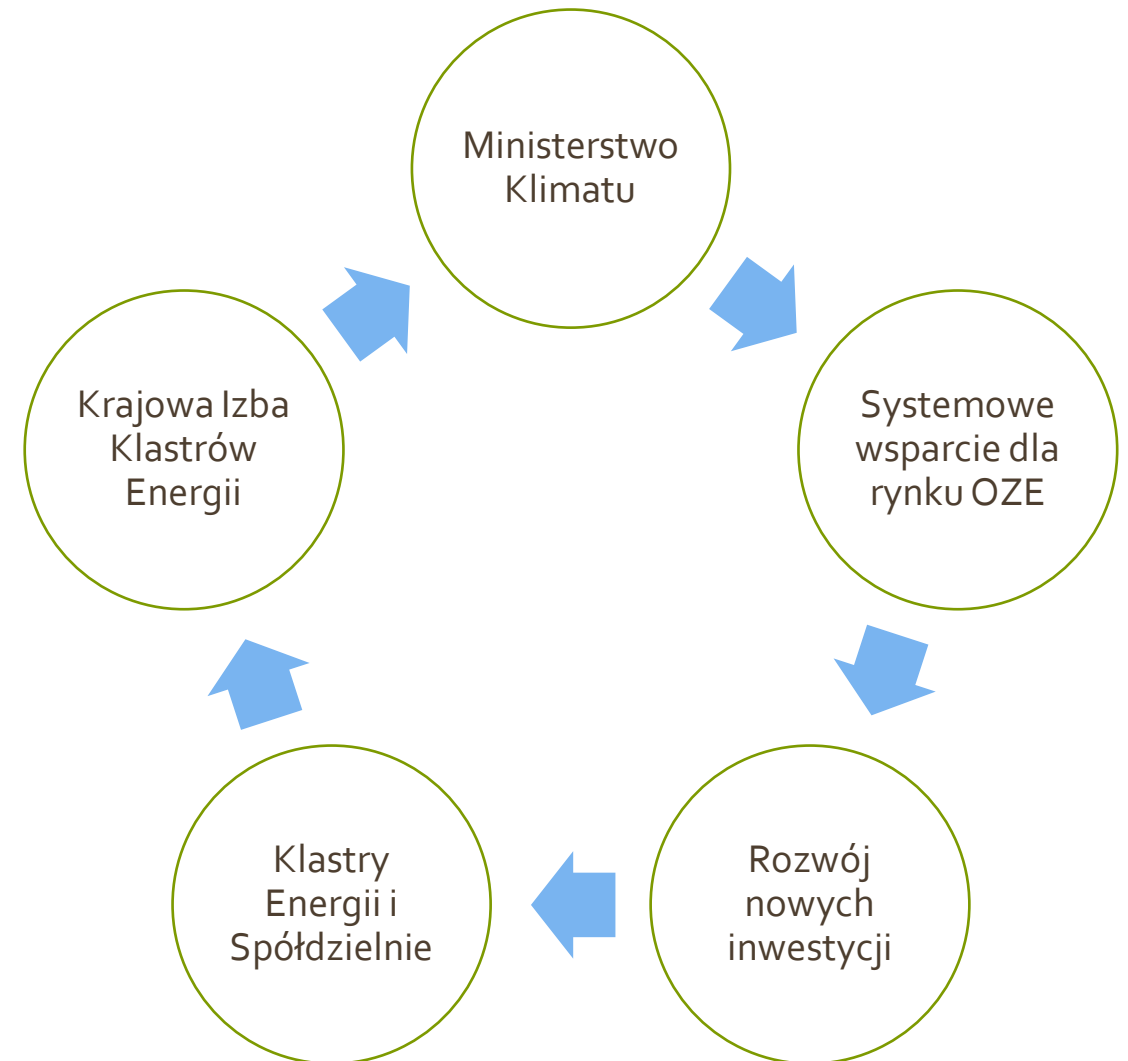
- Zniesienie limitu 2M EUR dla spółek zajmujących jedynie wytwarzaniem energii ze źródeł OZE, w tym PV. Jako że w założeniu ten sposób opodatkowania ma być prorozwojowy i proinwestycyjny, objęcie nim podmiotów prowadzących faktyczną działalność w zakresie PV (być może także innych OZE) mogłoby spowodować szybszy powrót środków uzyskanych z takich inwestycji do kolejnych projektów OZE w tym PV poprzez reinwestowanie ich większej części. To da dodatkową zachętę dla inwestorów realizujących projekty OZE, w tym PV. Jednocześnie, wymóg faktycznego prowadzenia działalności w tym zakresie nie stanowiłby zasadniczego wyłomu w regułach opodatkowania i uniemożliwiłby szersze wykorzystanie tych przepisów do uzyskiwania nienależnych korzyści podatkowych przez inne podmioty.

Eksperci Krajowej Izby Kłastrów Energii, pozostają do dyspozycji Ministerstwa Klimatu, w zakresie wypracowania i wprowadzenia zmian, systemowo wspierających rozwój rynku OZE w Polsce.

Krajowa Izba Kłastrów Energii jest organizacją samorządu gospodarczego, reprezentującą interesy gospodarcze zrzeszonych w niej podmiotów, przedsiębiorców i ich związków, w szczególności funkcjonujących w ramach kłastrów energii, o których mowa w ustawie z dnia 20 lutego 2015 roku o odnawialnych źródłach energii.

Izba reprezentuje interesy podmiotów:

- prowadzących działalność wytwórczą, przetwórczą, produkcyjną, usługową, budowlaną, handlową, naukową, rozwojową, związaną z magazynowaniem, przesyłaniem, dystrybuowaniem, bilansowaniem
- prowadzących poszukiwanie, rozpoznawanie i wydobywanie kopalin ze złóż
- upowszechniających lub doskonalących normy rzetelnego postępowania w obrocie gospodarczym
- opiniujących lub przygotowujących projekty rozwiązań, w tym projekty przepisów i aktów prawnych
- oceniających i analizujących efekty wdrażania i funkcjonowania przepisów i aktów prawnych.





Dziękujemy za
uwagę

www.kike.org.pl

