



Uniwersytet
Ekonomiczny
w Katowicach

KRAJOWA KONFERENCJA KONSUMENCKA

Ekonomiczne warunki przyłączenia nowych odbiorców do sieci energetycznej a interes ekonomiczny konsumentów

dr Ryszard Stefański

dr Ryszard Stefański
STRATEG Doradztwo Finansowo-Marketingowe
r.stefanski@strateg-doradztwo.pl

Ekonomiczne warunki przyłączenia nowych odbiorców do sieci energetycznej a interes ekonomiczny konsumentów

Wstęp

Przedsiębiorstwo energetyczne (elektroenergetyczne i gazownicze) ma obowiązek przyłączenia do sieci nowych odbiorców pod warunkiem, że spełnione są techniczne i ekonomiczne warunki przyłączenia. Przyjęta tematyka artykułu odnosi się do zagadnień ekonomicznych i koncentracji na dystrybucji energii elektrycznej i gazu ziemnego. W przypadku znacznego oddalenia od istniejącej sieci lub innych czynników negatywnie wpływających na rentowność analizowanego projektu inwestycyjnego, podmiot świadczący usługi dystrybucyjne może, wskazując na czynniki o charakterze ekonomicznym, odmówić przyłączenia nowego klienta, wyznaczając jednocześnie opłatę dodatkową za przyłączenie do sieci. Celem artykułu jest odpowiedź na pytanie czy ograniczenia w dostępie do sieci energetycznej służą interesowi społecznemu czy naruszają interesy konsumentów.

1. Konsument na rynku usług sieciowych

Na efektywność analizowanych projektów inwestycyjnych w rozbudowę sieci gazowej i elektroenergetycznej wpływa w głównej mierze wysokość nakładów inwestycyjnych na jednostkę planowanych w okresie analizy przychodów ze sprzedaży usług. Nakłady inwestycyjne na metr bieżący sieci rosną wraz z urbanizacją terenu oraz stopniem rozwoju infrastruktury, powodującymi wzrost komplikacji wykonywanych robót (w tym wymagających prac ręcznych) oraz zwiększające się koszty odtworzenia nawierzchni. Specyfika rynku usług sieciowych powoduje, że rentowność przyłączania nowych odbiorców do sieci energetycznych maleje wraz z przyrostem długości odcinka przypadającego na jednego nowego odbiorcę gazu ziemnego lub energii elektrycznej oraz na jednostkę dodatkowo sprzedawanej usługi. W przypadku konsumentów decydujące znaczenie ma w tym przypadku rozproszenie zabudowy. Im jest ono większe tym niższa jest rentowność projektów inwestycyjnych polegających na zapewnieniu dostępu do infrastruktury sieciowej. Problem

ten jest istotny ze względu na niekontrolowane procesy urbanizacji przejawiające się w „rozlewaniu się” miast oraz liczne, oddalone od siebie, wyspy zabudowy mieszkaniowej pojawiające się na terenach rolnych.

Konsumenci osiedlający się na takich terenach oczekują pełnego dostępu do infrastruktury sieciowej. Istniejące potrzeby w tym zakresie przekraczają możliwości finansowe spółek dystrybucyjnych działających na rynku energetycznym. Stąd pojawiające się problemy z długotrwałym oczekiwaniem na dostęp do sieci gazowej czy elektroenergetycznej lub odmowy przyłączenia uzasadniane brakiem ekonomicznych warunków przyłączenia.

W interesie pojedynczego konsumenta dostęp do sieci energetycznych jest niepodważalnie korzystny. Brak dostępu do sieci elektroenergetycznej w realiach współczesnych uniemożliwia korzystanie z rozwoju cywilizacyjnego lub konieczność wytwarzania energii elektrycznej we własnym zakresie, co w miarę rozwoju technologii odnawialnych źródeł energii staje się w coraz większym stopniu realną alternatywą. Autonomiczne wytwarzanie energii elektrycznej przez konsumenta wymaga jednakże poniesienia znacznych nakładów finansowych i z punktu widzenia rachunku ekonomicznego jest mniej atrakcyjne niż korzystanie z infrastruktury sieciowej, do której istnieje możliwość przyłączenia się na standardowych warunkach taryfowych.

W przypadku sieci gazowej brak dostępu do infrastruktury wymaga korzystania z alternatywnych źródeł energii. W przypadku ogrzewania są to: piece na paliwo stałe, gaz płynny, olej opałowy, ogrzewanie elektryczne oraz pompy ciepła. Pierwsze z wymienionych, zależnie od stosowanego paliwa w mniejszym lub większym stopniu negatywnie wpływają na środowisko naturalne oraz są mniej komfortowe w eksploatacji. Są one głównym źródłem niskiej emisji odpowiadającej za zanieczyszczenie powietrza pyłami zawieszonymi PM10 i PM2,5, związkami azotu i siarki, benzenem, związkami siarki itp. Za priorytetowe ze względu na ochronę zdrowia ludności uznaje się aktualnie w Stanach Zjednoczonych i w Europie ograniczenie zawartości w powietrzu atmosferycznym pyłów (zwłaszcza PM2,5) oraz ozonu (Juda-Rezler i Manczarski, 2010, s. 99). Pozostałe źródła energii cieplnej cechuje z kolei wyższy koszt użytkowania. Porównanie aktualnych alternatywnych kosztów źródeł energii do celów grzewczych zawiera artykuł Dworeckiego (2015, s. 4). W przypadku pomp ciepła jest to rozwiązanie korzystniejsze ekonomicznie niż wykorzystanie gazu płynnego, oleju opałowego czy energii elektrycznej (Dąbrowski i Hutnik, 2010, s. 158). Technologia ta wymaga jednakże wydatkowania znacznych środków finansowych w okresie inwestycji oraz dyskomfort związany z hałasem. Problem hałasu można rozwiązać poprzez budowę

odrębnego budynku dla pompy ciepła, co dodatkowo zwiększa koszty inwestycji. Brak dostępu konsumentów do sieci gazowej w zależności od wybranej alternatywy pozyskania ciepła przyczynia się zatem albo do negatywnego oddziaływania na środowisko naturalne (co na wielu obszarach jest ograniczone w przypadku nowych inwestycji mieszkaniowych) lub do ponoszenia przez nich wyższych kosztów ogrzewania i ciepłej wody.

Maksymalizacja korzyści pojedynczego konsumenta energii może aczkolwiek nie musi sprzyjać optymalizacji sytuacji rynkowej ogółu konsumentów. W przypadku wymuszenia na dystrybutorach energii (elektrycznej i gazowej) przyłączenia wszystkich zainteresowanych nabywców (takie były początkowe postulaty Urzędu Regulacji Energetyki w Warszawie za kadencji Leszka Juchniewicza) pojawia się pytanie kto poniesie koszty takiego rozwiązania. W sytuacji, gdy realizacja nierentownych z punktu widzenia efektywności ekonomicznej przyłączeń do sieci miała by być finansowana przez przedsiębiorstwa dystrybucyjne skutkowałaby ona chęcią podniesienia cen świadczonych usług. Na rynku regulowanym zjawisko to może być ograniczane w procesie taryfowym, aczkolwiek trudno byłoby uznać koszty związane z wymuszonym przez URE przyłączeniem odbiorców za nieuzasadnione i w związku z tym nie uwzględniane przy ocenie wniosków taryfowych. Wzrost cen usług dystrybucyjnych i w efekcie całkowitych kosztów pozyskania energii negatywnie wpływa na sytuację ekonomiczną ogółu konsumentów na danym rynku. Z tego punktu widzenia działania sprzyjające poprawie sytuacji pewnej grupy nowych klientów odbywają się kosztem wszystkich pozostałych odbiorców. Wzrost kosztów pozyskania energii z danego źródła np. gazu ziemnego może także przyczyniać się do zastępowania tego paliwa alternatywnymi paliwami stałymi, których spalanie negatywnie wpływa na jakość powietrza atmosferycznego. Dotyczy to zarówno nowo planowanych inwestycji mieszkaniowych, jak i rezygnacji z wykorzystania gazu ziemnego na rzecz paliw stałych przez wcześniej przyłączonych do sieci odbiorców. Z uwagi na często przeciwstawne interesy pojedynczych konsumentów i ich ogółu pojawia się pytanie, czy i w jaki sposób kontrolować rynek dystrybucji energii i paliw energetycznych. Innym sposobem rozwiązania tego problemu mogłoby być wsparcie finansowe państwa w zakresie przyłączenia odbiorców, dla których nie są spełnione kryteria ekonomiczne. Uzasadnieniem dla podjęcia takich działań mogła by być poprawa jakości powietrza. Należałoby jednak skonfrontować koszty takiego wsparcia z innymi przedsięwzięciami mającymi na celu ograniczenia niskiej emisji.

2. Metodologia oceny sieciowych projektów inwestycyjnych

Specyfika inwestycji sieciowych polega na analizie setek w skali rocznej lub tysięcy, w zależności od obszaru na jakim działa dany podmiot, pojedynczych projektów inwestycyjnych zakładających rozbudowę infrastruktury. Podjęcie racjonalnych decyzji odnośnie przyjęcia danego zadania do realizacji lub odrzucenia oraz stworzenie rankingu ich opłacalności wymaga opracowania kompleksowej metodologii ich oceny. Powinna ona zawierać zasady sporządzania analiz oraz narzędzie informatyczne do ich wykonywania.

W roli narzędzia dobrze sprawdzają się specjalistyczne programy komputerowe oparte na popularnych arkuszach kalkulacyjnych np. na bazie MS Excel. W celu optymalizacji procesu inwestycyjnego niezbędne jest stosowanie jasnych i przejrzystych procedur oceny poszczególnych zadań inwestycyjnych. Ważne jest także wyposażenie zaangażowanych w wykonywanie tego typu analiz pracowników w niezbędną wiedzę, np. poprzez szkolenia. Działania takie powinny zapewnić, że wyniki analizy efektywności zbliżonych projektów inwestycyjnych analizowanych przez różne osoby w różnych oddziałach przedsiębiorstwa będą zbliżone. Nie muszą one i raczej nie będą identyczne ze względu na subiektywne przyjmowanie istotnych parametrów wejściowych przez poszczególne osoby. Jest to charakterystyczne dla wszelkiego rodzaju analiz ekonomicznych i dopóki różnice te nie przekraczają akceptowalnych granic nie stanowi to problemu dla podejmowania racjonalnych decyzji gospodarczych.

Stworzenie jednolitego systemu oceny projektów inwestycyjnych i jego bieżąca korekta w celu eliminowania zaobserwowanych mankamentów umożliwia porównywanie poszczególnych projektów inwestycyjnych i stworzenie listy rankingowej od najbardziej do najmniej opłacalnych projektów. Jest to niezbędne dla maksymalizacji wartości przedsiębiorstwa oraz zapewnienia jego długoterminowego rozwoju.

W analizie efektywności ekonomicznej powinny być uwzględnione jedynie przychody i koszty, które są bezpośrednio związane z realizacją danego projektu inwestycyjnego. Po stronie przychodów są to wpływy ze świadczenia usług dystrybucyjnych, opłat za przyłączenie do sieci gazowej lub elektroenergetycznej. Nakłady inwestycyjne powinny być szacowane na poziomie niezbędnym do realizacji danej inwestycji. W celu ich określenia można zastosować program komputerowy do kalkulacji nakładów inwestycyjnych uwzględniający zakres rzeczowy zadania, lokalizację inwestycji, lokalne ceny usług projektowych, wykonawczych oraz opłat lokalnych związanych z realizacją inwestycji. W

analizie opłacalności należy także uwzględnić reinwestycje: wydatki związane z wymianą zużytych składników majątku na nowe (najlepiej w okresie, w którym zostaną one w pełni zamortyzowane). Wartość nie zamortyzowanego majątku powinna zostać dodana do przepływów w ostatnim okresie analizy. Koszty analizowane w procesie opłacalności inwestycji powinny zawierać: amortyzację, podatki i opłaty lokalne, straty gazu lub energii elektrycznej i koszty eksploatacji sieci dystrybucyjnej. W analizach opłacalności projektów inwestycyjnych nie mogą być uwzględniane koszty ogólne związane z działalnością przedsiębiorstwa, które są z kolei brane pod uwagę we wnioskach taryfowych.

Do głównych czynników wpływających na ocenę rentowności inwestycji w sieć dystrybucyjną należą: wysokość nakładów inwestycyjnych, planowana ilość klientów i wolumen sprzedaży usług w podziale na poszczególne grupy taryfowe, koszty eksploatacji sieci oraz ceny usług w okresie prognozy.

Wysokość nakładów inwestycyjnych powinna być szacowana tak, aby była najbliższa rzeczywistym wydatkom, które faktycznie zostaną poniesione. Ich wysokość nie jest znana z góry- jest ona zazwyczaj uzależniona od wyników organizowanych przetargów. W celu ich określenia powinny być wykorzystane ujednolicone dla danego obszaru ceny jednostkowe standardowych prac budowlano-montażowych występujących przy inwestycjach w sieć gazową lub elektroenergetyczną.

Ilość i harmonogram przyłączania klientów oraz zapotrzebowanie na usługi dystrybucji powinny być planowane na podstawie deklaracji klientów weryfikowanej przez pracowników operatora systemu dystrybucyjnego w oparciu o doświadczenia z monitoringu wcześniej zrealizowanych inwestycji. Uwzględniony powinien zostać także potencjał rynku na danym obszarze oparty na analizie rozwoju istniejących sieci.

Koszty eksploatacji nowej sieci można wyznaczyć w oparciu o dotychczasowe koszty w przeliczeniu na kilometr eksploatowanej sieci. Można przy tym założyć, że wskutek stosowania nowych technologii i materiałów powinny być one niższe niż dotychczasowe. W analizie należy przyjąć, że koszty w przeliczeniu na kilometr sieci lub na odbiorcę nie będą się zmieniać w okresie prognozy. Podobne założenie niezmienności w okresie analizy należy przyjąć dla prognozowanych cen usług.

W przypadku analizy setek lub tysięcy pojedynczych projektów i tworzenia ich rankingu najlepiej sprawdza się metoda IRR. Stanowi ona uzupełnienie metody NPV. Nadaje się ona do oceny wielu różnych projektów inwestycyjnych, niezależnie od wysokości poniesionych nakładów. W przypadku ograniczonych środków przeznaczonych na realizację projektów umożliwia ona wybór tych spośród nich, które łącznie dają największą wartość

NPV przy danych nakładach. Metoda ta jest bardzo popularna, ponieważ pozwala porównać rentowność projektu z kosztem kapitału przeznaczzonego na jego realizację.

Jako koszt kapitału przyjmuje się zazwyczaj średni ważony koszt kapitału. Metoda IRR umożliwia także ocenę ryzyka projektu inwestycyjnego. W tym celu porównuje się IRR z kosztem kapitału powiększonym o premię za ryzyko. Premia za ryzyko może zostać określona np. na podstawie dotychczasowych doświadczeń z realizacji podobnych projektów. Do realizacji można przyjąć jedynie te projekty, gdzie IRR przewyższa koszt kapitału powiększony o premię za ryzyko. W sytuacji, gdy różne projekty charakteryzują się odmiennym poziomem ryzyka można stworzyć ranking najlepszych projektów na podstawie marginesu bezpieczeństwa IRR. Jest to różnica pomiędzy IRR a kosztem kapitału uwzględniającym premię za ryzyko.

3. Regulacja dostępu do rynku usług sieciowych na rynku energii w Polsce

Prawo energetyczne (artykuł 7. Pkt. 1. ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. z późniejszymi zmianami) wymusza na dostawcy gazu i energii elektrycznej konieczność budowy sieci elektroenergetycznej i gazowej w celu przyłączenia zainteresowanych podmiotów, jeżeli istnieją warunki techniczne i ekonomiczne¹. Ustawa ta nie precyzuje na czym polega spełnienie ekonomicznych warunków przyłączenia. Można zatem uznać, że o ich występowaniu lub braku decyduje analiza wykonana przez przedsiębiorstwo dystrybucyjne. Kwestią doprecyzowania definicji ekonomicznych warunków przyłączenia zajął się Urząd Regulacji Energetyki w Warszawie. Rekomendacje regulatora rynku dla przedsiębiorstw dystrybucji energii elektrycznej i gazu ziemnego zostały zawarte w opublikowanych Stanowiskach Prezesa URE. Prezes URE nie został upoważniony do wydawania aktów prawnych w formie stanowiska (Stanowisko 2005, Stanowisko 2009). Mają one charakter *soft law* stanowiący zalecenia określonego sposobu postępowania przy podejmowaniu decyzji o przyłączeniu do sieci gazowej lub elektroenergetycznej w celu równoprawnego traktowania potencjalnych odbiorców (Ballak 2013, s. 71). Stanowią one podstawę postępowania w przypadku wydania przez przedsiębiorstwo dystrybucyjne odmowy przyłączenia zainteresowanego, potencjalnego odbiorcy do sieci.

W celu zapewnienia równego traktowania wszystkich potencjalnych klientów procedurę oceny opłacalności inwestycji kontroluje Urząd Regulacji Energetyki w Warszawie. W przypadku inwestycji objętych projektem planu rozwoju Prezes URE stoi na

¹ Ustawa Prawo energetyczne z dnia 10 kwietnia 1997 r., Dz.U. 1997 Nr 54 poz. 348

stanowisku, że poprzez zatwierdzenie taryf ich finansowanie jest zapewnione i dla wskazanego obszaru nie ma potrzeby wykonywania analiz ekonomicznych. Jest to zaskakujące z punktu widzenia ekonomii odniesienie się do rentowności działalności inwestycyjnej. Przy pewnej ogólności projektu planu rozwoju nie wyklucza to bowiem występowania na wskazanym obszarze lokalizacji nie spełniających kryterium efektywności. To dalekie od rynkowego podejście jest uzasadniane występowaniem monopolu naturalnego. W przypadku obszarów znajdujących się poza zgłoszonym we wniosku taryfowym projektem planu rozwoju regulator rynku narzuca pewne standardy wykonywania analiz oraz graniczną wartość wskaźników, powyżej której projekty inwestycyjne powinny zostać uznane za rentowne.

Urząd Regulacji Energetyki w Warszawie wymaga, aby w przypadku odmowy przyłączenia do sieci sporządzona była analiza ekonomiczna. Powinna ona się opierać na podstawie zdyskontowanego rachunku przepływów pieniężnych w okresie co najmniej dwudziestoletnim. Ocena rentowności projektów inwestycyjnych ma być oparta na kryterium wewnętrznej stopy zwrotu (IRR) z dodatkowym uwzględnieniem wartości bieżącej netto (NPV) i procentowej wartości bieżącej netto (NPVR). Wartość graniczna, powyżej której projekt powinien zostać uznany za rentowny jest IRR na poziomie co najmniej średniej ważonej rentowności dziesięcioletnich obligacji skarbowych z przetargów z roku poprzedniego. Prezes URE wyklucza w swoim stanowisku możliwość uwzględniania premii za ryzyko, co jest standardową procedurą przy wykorzystaniu metody IRR w przypadku autonomii przedsiębiorstw w zakresie analiz efektywności ekonomicznej projektów inwestycyjnych. Co ciekawe w przypadku dużych projektów o transgranicznym charakterze będącym przedmiotem wspólnego zainteresowania państw należących do Unii Europejskiej, URE akceptuje możliwości występowania ryzyka i nie kwestionuje art. 13 ust. 6 Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady Nr 347/2013 z dnia 17 kwietnia 2013 r. w sprawie wytycznych dotyczących transeuropejskiej infrastruktury energetycznej². W opublikowanej metodologii odnoszącej się do rynku energii elektrycznej i gazu URE przyjmuje możliwość występowania ryzyka i określa ogólne zasady jego analizy (Metodologia 2015, Metodologia 2015a).

URE nie narzuciło szczegółowego wzorca zasad przeprowadzania analiz ekonomicznych³. Może to spowodować, że identyczny projekt inwestycyjny osiągnie różny poziom IRR w zależności od przyjętych założeń. Mogą one być odmienne w poszczególnych

² Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady Nr 347/2013 z dnia 17 kwietnia 2013

przedsiębiorstwach dystrybucyjnych, a nawet w poszczególnych oddziałach tego samego podmiotu. W praktyce oznacza to, że precyzyjnie określona przez prezesa URE graniczna wartość IRR danego projektu inwestycyjnego powyżej, której uznaje się, że spełnione zostały ekonomiczne warunki przyłączenia odnosi się do analiz, których wyniki można subiektywnie determinować.

Przyjęcie precyzyjnych zasad przeprowadzania analiz stanowiłoby naturalne uzupełnienie wymogów odnoszących się do wartości granicznej, powyżej której projekt jest uznawany za opłacalny. Wydaje się jednakże, że byłaby to przesadna i zbędna ingerencja w proces zarządzania decyzjami inwestycyjnymi przedsiębiorstw sieciowych. Oznaczałoby to, że cały proces planowania inwestycji zostałby podporządkowany ocenie opłacalności ekonomicznej nielicznych zadań, dla których istnieją uzasadnione wątpliwości co do ich rentowności. Mogłoby to negatywnie oddziaływać na racjonalność podejmowanych przez dystrybutorów gazu ziemnego i energii elektrycznej decyzji gospodarczych i negatywnie odbijać się na ich wynikach finansowych oraz wartości rynkowej. Poza tym, nawet przy precyzyjnie określonych zasadach analizy, pozostają jeszcze niemożliwe do jednoznacznego określenia przez regulatora rynku istotne parametry analiz ekonomicznych, takie jak: jednostkowe nakłady inwestycyjne oraz zakres i harmonogram przyłączania się do sieci pozostałych potencjalnych odbiorców znajdujących się w obszarze oddziaływania inwestycji. Ich subiektywny dobór w celu pogorszenia wyników analizy ekonomicznej projektu inwestycyjnego motywowany uniknięciem problemów podczas procedury kontroli przez URE odmowy przyłączenia rodzi także niekorzystne skutki dla potencjalnego klienta w postaci podwyższenia ponad racjonalny poziom dodatkowej opłaty za przyłączenie do sieci. W efekcie klient może zapłacić taką wyższą opłatę przyłączeniową ponosząc nieświadomie zawyżone koszty lub zrezygnować z przyłączenia, którym byłby być może zainteresowany przy niższej podwyższonej opłacie przyłączeniowej. Nadmierna aktywność URE, mająca na celu wyeliminowanie przypadków nieuzasadnionych odmów przyłączenia ze względu na brak warunków ekonomicznych, może skutkować pogorszeniem się sytuacji dystrybutorów i potencjalnych klientów, a także do negatywnie oddziaływać na środowisko naturalne, jeśli prowadzi do rezygnacji części odbiorców z poniesienia zawyżonej, podwyższonej opłaty przyłączeniowej i korzystania z paliw stałych do ogrzewania i podgrzewu wody użytkowej.

3 Pewne szczegółowe oczekiwania odnośnie formy i zakresu wykonywanych analiz są oczekiwane przez poszczególne terenowe oddziały URE i kształtują się w procesie kontroli zgłaszanych przez przedsiębiorstwa dystrybucyjne odmów przyłączenia do sieci

Podsumowanie

Pogodzenie interesów klientów, którzy chcieliby się przyłączyć do sieci energetycznych (elektroenergetycznych i gazowych) na obszarach o niskiej intensywności zabudowy z ogółem konsumentów będzie, do czasu pełnego nasycenia polskiego rynku infrastrukturą dystrybucyjną, tematem budzącym liczne kontrowersje. Biorąc pod uwagę także oddziaływanie na środowisko trudno wskazać optymalne rozwiązanie w oparte wyłącznie o analizę efektywności poszczególnych projektów inwestycyjnych. Wdaje się jednak, że regulator rynku energetycznego powinien pozostawić decyzję odnośnie formy i zakresu wykonywanych analiz opłacalności inwestycji oraz przyjmowanych parametrów brzegowych rentowności w celu oceny występowania lub braku ekonomicznych warunków przyłączenia przedsiębiorstwom świadczącym usługi dystrybucji.

Należy mieć świadomość, że działania regulatora rynku eskalujące wymagania odnośnie metodyki wykonywania analiz i ich wyników mogą zawsze zostać uwzględnione w procesie wykonywanych analiz w celu osłabienia potencjalnego negatywnego wpływu konieczności przyłączania nierentownych, z punktu widzenia przedsiębiorstw sieciowych, klientów. Przykładowo wystarczy sztucznie zawyżyć jednostkowe nakłady inwestycyjne po to aby pogorszyć wskaźniki IRR. Należy jednakże zwrócić uwagę na to, że działania takie wpływają na sztuczne obniżenie rentowności wszystkich analizowanych projektów (o ile nie stosuje się dyskryminacji), co może negatywnie wpływać na decyzje odnośnie rozwoju infrastruktury sieciowej, zwłaszcza jeśli inwestor pozyskuje środki na finansowanie działalności na rynku kapitałowym.

Urząd Regulacji Energetyki powinien natomiast zapewnić równe traktowanie obecnych i potencjalnych odbiorców i zapobiegać wszelkim przejawom dyskryminacji wybranych klientów zainteresowanych przyłączeniem do sieci elektroenergetycznej i gazowej. Ważna jest zatem przede wszystkim kontrola procesu podejmowania decyzji inwestycyjnych dotyczących nowych przyłączy pod względem równego traktowania wszystkich potencjalnych odbiorców energii przez gestorów sieci w oparciu o przyjętą transparentną metodykę.

Pozostawienie autonomii dystrybutorom energii w zakresie kolejności realizowanych projektów rozbudowy infrastruktury sieciowej zapewni z jednej strony maksymalne tempo eliminacji występujących w tym zakresie barier oraz z drugiej strony nie będzie wywierało presji kosztowej na wzrost cen świadczonych usług. W miarę nasycenia się polskiego rynku

sieciami dystrybucyjnymi energii elektrycznej i gazu ziemnego problematyka braku ekonomicznych warunków przyłączenia będzie systematycznie traciła na znaczeniu.

Bibliografia

Ballak M., (2013), Prawne przesłanki powstania obowiązku przyłączenia do sieci przedsiębiorstwa energetycznego, *Acta Iuris Stetinensis*, nr 4

Dworecki Z., Adamski M., Pilarski K., Pilarska A., Rybacki P., (2015), Koszty energii z różnych źródeł wykorzystywanej do ogrzewania pomieszczeń i napędu pojazdów, *Technika rolnicza, ogrodnicza i leśna*, nr 5

Dąbrowski J., Hutnik E., (2010), Opłacalność ekonomiczna zastosowania pompy ciepła do ogrzewania wiejskiego budynku mieszkalnego, *Inżynieria rolnicza*, nr 1

Informacja w sprawie postępowania w przypadku odmów przyłączenia do sieci elektroenergetycznych z powodu braku warunków ekonomicznych (stosowanie art. 7 ust. 9 w związku z art. 7 ust. 1 ustawy- Prawo energetyczne), (2005), <http://www.ure.gov.pl/pl/stanowiska/2947,Informacja.html>

Juda-Rezler K., Manczarski P., (2010), Zagrożenia związane z zanieczyszczeniem powietrza atmosferycznego i gospodarką odpadami komunalnymi, *Nauka*, nr 4

Metodologia i kryteria wykorzystywane do oceny inwestycyjnych projektów infrastrukturalnych sektora energii elektrycznej oraz ponoszonego podwyższonego ryzyka, (2015), Departament Rynków Energii Elektrycznej i Ciepła URE, Warszawa

<http://www.ure.gov.pl/pl/urząd/informacje-ogolne/aktualnosci/6269,Metodologia-i-kryteria-wykorzystywane-do-oceny-inwestycyjnych-projektow-infrastr.html>

Metodologia i kryteria wykorzystywane do oceny inwestycyjnych projektów infrastrukturalnych sektora gazu ziemnego oraz ponoszonego podwyższonego ryzyka, (2015), Departament Rynków Energii Elektrycznej i Ciepła URE, Warszawa <http://www.ure.gov.pl/pl/urząd/informacje-ogolne/aktualnosci/6262,Metodologia-i-kryteria-wykorzystywane-do-oceny-inwestycyjnych-projektow-infrastr.html>

Stanowisko Prezesa URE w sprawie postępowania w przypadku odmów przyłączenia do sieci gazowych z powodu braku warunków ekonomicznych z 1 września 2005 r., URE, Warszawa www.ure.gov.pl/download/1/2054/Prezesa.pdf

Stanowisko Prezesa URE w sprawie postępowania w przypadku odmów przyłączenia do sieci gazowych z powodu braku warunków ekonomicznych z 4 lutego 2009 r., URE, Warszawa www.ure.gov.pl/download/1/2074/skanuj.pdf

Stanowisko Prezesa URE 10/2010w sprawie postępowania w przypadku odmów przyłączenia do sieci elektroenergetycznych z powodu braku warunków ekonomicznych z 29 czerwca 2010, URE, Warszawa www.ure.gov.pl/download/1/3154/Stanowiskoprzyłącz17062010.pdf

Stefańska M., Stefański R., (2009), Optymalizacja procesu inwestycyjnego w zakresie rozbudowy sieci gazowej, w: Wybrane zagadnienia funkcjonowania podsystemów gospodarki polskiej, red. Marianna Księżyk, AGH Uczelniane Wydawnictwa Naukowo-Dydaktyczne, Kraków