

Szkoła Główna Handlowa w Warszawie
Kolegium Analiz Ekonomicznych
Katedra Matematyki i Ekonomii Matematycznej

Autoreferat rozprawy doktorskiej

Efektywna dekarbonizacja zdergulowanego sektora elektroenergetycznego

Grzegorz Wiliński

Praca napisana pod kierunkiem naukowym
dr hab. Michała Ramszy, prof. SGH

Warszawa, kwiecień 2017

1 Przedmiot i hipotezy pracy

Deregulacja rynku elektroenergetycznego oraz rozwój technologiczny źródeł wytwarzania energii elektrycznej ujawniły wiele dotychczas nierozpoznanych problemów w planowaniu rozwoju systemów elektroenergetycznych. Tradycyjnie wykorzystywane metody i narzędzia analityczne napotykały trudności w odzwierciedleniu coraz bardziej powszechnie ujawniającej się w systemach elektroenergetycznych niepewności, często nie znajdując również odpowiedzi na zasadnicze zmiany polegające na wprowadzeniu konkurencji i mechanizmów internalizacji kosztów zewnętrznych do tego historycznie monopolistycznego podsektora gospodarki.

Głównym przedmiotem badań w pracy jest weryfikacja hipotezy o

1. braku efektywności mechanizmu internalizującego koszty zewnętrzne emisji dwutlenku węgla w redukcji emisji istniejących instalacji elektroenergetycznych oraz stymulowaniu ich wymiany na inne niskoemisyjne konwencjonalne źródła wytwórcze energii elektrycznej.

Dodatkowo, weryfikacji będą podlegać pomocnicze hipotezy mówiące o:

2. braku możliwości funkcjonowania sektora elektroenergetycznego z wysokim udziałem odnawialnych źródeł produkcji energii (OZE) w jej całkowitym zużyciu,
3. istotnej współzależności mechanizmów subsydiowania inwestycji w odnawialne źródła energii oraz internalizujących koszty zewnętrzne emisji CO₂, w tym możliwości całkowitej wzajemnej substytucji tych mechanizmów,
4. znacząco wyższych kosztach produkcji energii elektrycznej dla klienta końcowego w przypadku zastosowania narzędzi internalizujących koszty zewnętrzne emisji CO₂ lub zwiększających udział źródeł odnawialnych w systemie elektroenergetycznym, w porównaniu do rozwoju systemu elektroenergetycznego bez zastosowania takich narzędzi.

Powyższe hipotezy pomocnicze będą dotyczyły alternatywnych interpretacji podstawowej hipotezy pracy, mówiącej o braku efektywności mechanizmu dekarbonizacyjnego elektroenergetyki.

Druga hipoteza pracy odzwierciedla przekonanie, że dekarbonizacja wiąże się nierozłącznie z eliminacją wykorzystania paliw kopalnych na rzecz źródeł odnawialnych. Przy takim założeniu, zwolennicy tego poglądu utrzymują, że nie istnieje techniczna możliwość funkcjonowania sektora elektroenergetycznego zdominowanego przez produkcję energii przez odnawialne źródła energii. Weryfikacja tej hipotezy zostanie w pracy przeprowadzona poprzez stworzenie planu rozwoju systemu elektroenergetycznego w Polsce z 80% udziałem produkcji energii przez odnawialne źródła energii w zużyciu energii elektrycznej w 2030 roku. Taki udział wykracza daleko poza aktualne ambicje polityczne i rozważania teoretyczne, wahające się zazwyczaj w przedziale 20–30 procent.

Trzecia hipoteza, mówiąca o nieefektywności jednoczesnego promowania rozwoju odnawialnych źródeł energii i wprowadzania mechanizmów dekarbonizacji, jest odzwierciedleniem przekonania, że mechanizmy dekarbonizacyjne są redundantne przy jednoczesnym utrzymywaniu mechanizmów subsydiujących wytwarzanie energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii. Część zwolenników takiego poglądu utrzymuje, że mechanizm dekarbonizacji powinien samodzielnie doprowadzić do rynkowego wyboru inwestycji w odnawialne źródła energii (o ile będzie to najtańszy sposób uniknięcia emisji dwutlenku węgla), i dlatego wprowadzanie dodatkowych subsydiów nie jest uzasadnione. Podobnie często pojawiają się opinie, że to mechanizm dekarbonizacji jest nieefektywny, i że właściwym wyborem jest rozwój mechanizmów wspierających rozwój odnawialnych źródeł energii. Do weryfikacji trzeciej hipotezy stworzony zostanie kolejny plan rozwoju systemu elektroenergetycznego, tym razem zakładający internalizację, rosnących w miarę pogłębiania się globalnego ocieplenia, kosztów zewnętrznych emisji CO₂.

Ostatnia, czwarta hipoteza, odzwierciedla pogląd, że warianty rozwoju systemu zakładające istotną dekarbonizację, czy to poprzez mechanizmy dekarbonizacji czy wspierania rozwoju odnawialnych źródeł energii lub energetyki jądrowej, są niewykonalne finansowo. Takie opinie są często formułowane poprzez porównanie

miar kosztowych dla poszczególnych źródeł produkcji energii elektrycznej. Weryfikacja tej hipotezy będzie wykonana poprzez wykonanie referencyjnego planu rozwoju systemu elektroenergetycznego, ignorującego koszty zewnętrzne emisji CO₂ oraz wszystkie aktualne subsydia dla odnawialnych źródeł energii. Ten plan będzie podstawą do porównań kosztowych i oceny efektywności redukcji emisji CO₂ w pozostałych scenariuszach.

2 Metoda badawcza

Metodą weryfikacji przedstawionych powyżej hipotez badawczych jest modelowanie matematyczne, z naciskiem na metody optymalizacji w zastosowaniu do planowania rozwoju systemu elektroenergetycznego. W ramach stworzonych modeli, w pracy zostały połączone elementy teorii modelowania konkurencji na aukcjach energii elektrycznej, zagadnienie ekonomicznego rozdziału obciążeń oraz inne techniczne modyfikacje znanej metody stochastycznego dualnego programowania dynamicznego (SDDP). Wprowadzone modyfikacje tej metody pozwalają na efektywne rozwiązywanie problemu inwestycji i dezinvestycji w sektorze wytwórczym energii elektrycznej, co pozwala na weryfikację przedstawionych hipotez w drodze opracowania wariantów rozwoju krajowego systemu elektroenergetycznego do roku 2030.

Modele systemów elektroenergetycznych są wszechstronnymi narzędziami wykorzystywanymi zarówno przez przedsiębiorstwa energetyczne, jak i polityków lub regulatorów rynku. Ich zakres funkcjonalności jest zazwyczaj dostosowany do potrzeb, i może obejmować wsparcie w tworzeniu mechanizmów rynkowych, badanie poziomu konkurencyjności rynku, planowanie inwestycji w podsektor wytwarzania energii elektrycznej, czy wreszcie wsparcie podejmowania decyzji o sprzedaży i produkcji energii elektrycznej. Opracowany w pracy model pozwala na wgląd w decyzje inwestycyjne i dezinvestycyjne w kilkudziesięcioletnim horyzoncie czasowym, zachowując jednocześnie kluczową dla jakości uzyskiwanego rozwiązania godzinową granulację współzależnych operacyjnych decyzji poszczególnych wytwórców, determinujących korzyści z realizowanych inwestycji.

Spśród wielu obserwowanych w ostatnich latach zmian w sektorze elektroenergetycznym, na szczególną uwagę zasługują dwie zmiany strukturalne, które w długim horyzoncie mogą wpłynąć istotnie na rozwój sektora elektroenergetyki: pierwsze oznaki rozwoju aktywności konsumentów energii elektrycznej w reagowaniu na sygnały cenowe oraz znaczącą poprawę w technologiach magazynowania energii elektrycznej. Obok licznych innych funkcjonalności, opracowany model pozwala na wprowadzenie oraz ocenę ich wpływu. Ta charakterystyczna dla modelu elastyczność jest z jednej strony niezwykle użyteczna w zakresie teoretycznego i praktycznego wykorzystania modelu, ale jednocześnie znacznie zwiększa trudność jego implementacji.

Problemy w praktycznej implementacji narzędzia są w pracy rozwiązywane poprzez wykorzystanie zarówno wniosków teoretycznych dotyczących modelowania konkurencji na aukcjach energii elektrycznej, przybliżanych poprzez problem ekonomicznego rozdziału obciążeń, jak również zastosowanie metody dekompozycji Bendersa wykorzystującej specyficzną strukturę problemu z ograniczoną liczbą zmiennych komplikujących. Wykorzystanie tej metody dekompozycji pozwala na uniknięcie klątwy wielowymiarowości, uwzględnienie wyprzedzenia czasowego podejmowania decyzji inwestycyjnej w stosunku do ujawnienia realizacji niepewności w modelu, odzwierciedlenie, charakterystycznej dla zderegulowanych rynków elektroenergetycznych, rekurencji podejmowanej decyzji inwestycyjnej oraz zmiany warunków konkurencji w produkcji i sprzedaży energii elektrycznej po jej realizacji, jak również istotną redukcję czasu rozwiązywania problemu.

Dodatkowo, niniejsza praca wprowadza modyfikacje do oryginalnego algorytmu stochastycznego dualnego programowania dynamicznego w postaci usunięcia z algorytmu cięć dopuszczalności i zastąpienie ich poprzez rozwiązanie analityczne gwarantujące pozostawanie w zbiorze rozwiązań dopuszczalnych, co dodatkowo przyspiesza uzyskiwanie rozwiązania. Praca rozwija również opis teoretyczny i techniczny zastosowanego podejścia, pozwalając na dokładną analizę, krok po kroku, sposobu konstrukcji algorytmu w środowisku obliczeniowym GAMS.

3 Wyniki pracy

W pracy konstruowane są trzy różne warianty rozwoju regulacji dotyczących dekarbonizacji systemu elektroenergetycznego w Polsce. Przeprowadzona analiza pozwala porównać zdyskontowane koszty i skutki różnych sposobów internalizacji kosztów zewnętrznych emisji CO₂ oraz trzy dodatkowe hipotezy dotyczące konstrukcji mechanizmów penalizujących emisję CO₂ i subsydiujących inwestycje w odnawialne źródła energii. W wyniku ich porównania wyciągnięte są wnioski dotyczące hipotez pracy.

1. Mechanizm przenoszący na emitentów koszty zewnętrzne emisji CO₂ jest skuteczny w ich redukcji. Ponadto, taki system może prowadzić do rozwoju odnawialnych źródeł energii w systemie elektroenergetycznym, nawet pod nieobecność, powszechnych obecnie, subsydiów dla takich źródeł.
2. Funkcjonowanie systemu elektroenergetycznego z nawet 80% udziałem odnawialnych źródeł energii w jej zużyciu jest możliwe. Realizacja wysokiego udziału energii odnawialnej w łącznym poziomie zapotrzebowania jest mniej kosztowna dzięki wykorzystaniu połączeń transgranicznych.
3. Istnieje wyraźna współzależność pomiędzy mechanizmami wspierania rozwoju OZE i redukcji emisji CO₂. Wskazuje to na nieadekwatność obecnego mechanizmu dekarbonizacji EU ETS w internalizacji efektów zewnętrznych emisji dwutlenku węgla w warunkach współistnienia z subsydiami dla odnawialnych źródeł energii.
4. Koszty energii elektrycznej dla klienta końcowego w przypadku podążania ścieżką dekarbonizacji lub zwiększania udziału źródeł odnawialnych w systemie elektroenergetycznym istotnie rosną. Dynamiczny rozwój odnawialnych źródeł energii, pomimo sprzyjających okoliczności w postaci konieczności wymiany starzejących się elektrowni węglowych w Polsce oraz szybko spadających kosztów kapitałowych inwestycji w OZE, jest o prawie 30% droższy od wariantu referencyjnego.

Pozytywna weryfikacja podstawowej hipotezy, mówiącej o możliwości skutecznej redukcji emisji CO₂ poprzez mechanizm przenoszący na emitentów koszty ze-

wewnętrzne tych emisji, nie oznacza pozytywnej oceny obecnie wykorzystywanego w UE mechanizmu EU ETS. Przeciwnie, w połączeniu z wnioskami płynącymi z weryfikacji hipotezy mówiącej o wzajemnej substytucji mechanizmów dekarbonizacji i subsydiowania rozwoju OZE, można wyciągnąć wniosek o niskiej efektywności mechanizmu EU ETS.

Pozytywna weryfikacja hipotezy pomocniczej, mówiącej o technicznej wykonalności wariantu rozwoju systemu elektroenergetycznego zdominowanego przez odnawialne źródła wytwarzania energii elektrycznej, jest uzupełniona o szeroki opis konsekwencji technicznych i ekonomicznych takiego wariantu. Realizacja wysokiego udziału energii odnawialnej w łącznym poziomie zapotrzebowania jest zdecydowanie tańsza dzięki wykorzystaniu połączeń transgranicznych. Znacznie trudniejszym celem byłoby osiągnięcie współczynnika 80% w produkcji, a nie zużyciu energii elektrycznej. Prowadzi to do wniosku, że intensywny rozwój OZE w danym kraju odbywa się (przynajmniej częściowo) kosztem sąsiednich systemów elektroenergetycznych, poprzez wykorzystanie ich w roli magazynów pozwalających usuwać nadpodaż energii z własnego systemu. Jednoczesny rozwój OZE w wielu sąsiadujących krajach, szczególnie wysoko skorelowanej pomiędzy krajami generacji fotowoltaicznej, może sprawić, że taki eksport będzie technicznie niewykonalny, co znacząco podniesie koszty tego wariantu i zmniejszy szanse na jego wykonalność. Optymalnym rezultatem modelu w wariantcie OZE jest, średniorocznie, 5.7% ograniczenia produkcji źródeł odnawialnych w roku 2030, które pozwala na wielokrotnie wyższy niż jest dzisiaj zakładany wzrost penetracji OZE. Warto jednak zaznaczyć, że taki rezultat wymaga założenia o centralnym sterowaniu produkcją indywidualnych jednostek OZE przez podmiot bilansujący system, który posiadałby prawo do redukcji ich produkcji. Na koniec, wariant OZE wymaga istnienia rynku wynagradzającego moce sterowalne (konwencjonalne i magazyny energii), które nie uzyskują poprzez ceny hurtowe energii elektrycznej środków finansowych wystarczających na swoje funkcjonowanie. Optimum kosztowym modelu, pozwalającym jednocześnie na techniczną wykonalność tego wariantu, jest pozostawienie w systemie 27.9 GW mocy konwencjonalnych oraz 6.8 GW magazynów energii w roku 2030. Ten rezultat można uznać za zaskakujący, ponieważ wskazuje on, że w celu realizacji wariantu szybkiego rozwoju OZE

konieczne jest subsydiowanie zarówno źródeł OZE jak i, bezpośrednio wobec nich konkurencyjnych, źródeł konwencjonalnych.

Zastosowane podejście modelowe pozwala na powiązanie precyzji odwzorowania krótkoterminowej, godzinowej zmienności funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, z długoterminowym horyzontem planowania jego rozwoju. Unika tym samym wad zarówno popularnych narzędzi dedykowanych do planowania długoterminowego, których geneza wywodzi się sprzed deregulacji sektora, jak i narzędzi o wysokiej precyzji krótkoterminowej, które nie posiadają możliwości rozwiązywania problemu inwestycyjnego inaczej niż poprzez rolowanie okresu obliczeń. Narzędzia należące do pierwszej z tych kategorii stały się nieadekwatne wraz ze zmianą modelu funkcjonowania sektora z taryfikacji na wolną konkurencję oraz w wyniku rozwoju odnawialnych źródeł energii, ponieważ opierają się na agregacji godzin do bloków zapotrzebowania przez co ignorują zmienność zarówno popytu, jak i wytwarzania energii elektrycznej z elektrowni wiatrowych lub fotowoltaicznych. Natomiast dokładne modele krótkoterminowe, pod nieobecność metod dekompozycji zapewniających optymalizację planu inwestycji i dezinvestycji w odniesieniu do spodziewanych wyników operacyjnych, muszą w celu ich podejmowania kierować się bardziej lub mniej złożonymi heurystykami. Dla opracowanego w pracy modelu, łączącego dorobek literatury ekonomii, zarządzania, finansów oraz technicznej wiedzy o funkcjonowaniu systemu elektroenergetycznego, zademonstrowana jest zarówno wysoka jakość rezultatów krótkoterminowych oraz przewidywalna zbieżność uzyskiwania optimum w planie inwestycyjnym i dezinvestycyjnym. Algorytm rozwiązania modelu wykorzystuje metodę dekompozycji Bendersa i zmodyfikowany algorytm stochastycznego dualnego programowania dynamicznego, w celu rozdzielenia momentu podejmowania decyzji inwestycyjnej oraz realizacji niepewności w modelu, pozwalając na opracowanie szerokiej gamy rezultatów ilościowych dla wielu zakresów parametryzacji modelu.

4 Plan pracy

Pierwszy rozdział pracy wprowadza w problematykę rynku energii elektrycznej oraz przedstawia temat pracy w kontekście teorii ekonomii: podejścia do modelowania konkurencji na aukcjach energii elektrycznej, teorii efektów zewnętrznych oraz problematyki projektowania mechanizmów. Szczególna uwaga została poświęcona europejskiemu mechanizmowi dekarbonizacji EU ETS wraz z koncepcją znaną z ekonomii środowiskowej — społecznym kosztem emisji CO₂. Te dwa elementy zostały wykorzystane do badania efektywności mechanizmów dekarbonizacji sektora elektroenergetycznego. Rozdział kończy się opisem mechanizmów transferu użyteczności występujących w elektroenergetyce w Polsce i ujętych w konstrukcji narzędzia badawczego opracowanego na potrzeby weryfikacji hipotez pracy.

Drugi rozdział jest poświęcony wprowadzeniu w dwa istotne problemy planistyczne sektora elektroenergetycznego: krótkoterminowego problemu ekonomicznego rozdziału obciążeń i długoterminowego zagadnienia planowania rozwoju systemu elektroenergetycznego. Podstawowe wersje tych problemów są stopniowo rozwijane poprzez włączenie niepewności i wprowadzenie dynamiki w podejmowanych decyzjach inwestycyjnych. Sposób konstrukcji tego rozdziału pomaga w zrozumieniu, na ile istotne są ograniczenia obecnie stosowanych metod, zarówno w kontekście planowania dynamicznego inwestycji, gdzie niepewność jest istotnym czynnikiem wpływającym na podejmowane decyzje, jak również w horyzoncie krótkoterminowym, gdzie zignorowanie zmienności wytwarzania energii przez źródła niesterowalne prowadzi do utraty wartości poznawczej modelu.

Trzeci rozdział opisuje postać modelu wykorzystywaną na potrzeby przeprowadzonego studium przypadku wariantów rozwoju systemu elektroenergetycznego. Ta część pracy korzysta z koncepcji wprowadzonych w rozdziale drugim: opracowane narzędzie łączy precyzję krótkoterminową znaną z modeli ekonomicznego rozdziału obciążeń z długim horyzontem planowania niezbędnym do podejmowania decyzji inwestycyjnych. Dodatkowo, opracowany model korzysta z wprowadzonych wcześniej rozszerzeń pozwalających na odzwierciedlenie niepewności i odseparowanie czasu podejmowania decyzji inwestycyjnych oraz realizacji tych inwestycji.

Opisy równań i nierówności są uzupełnione o uzasadnienia, które decydowały o ich sformułowaniu w przedstawiony w pracy sposób. Rozdział kończy się opisem technicznych aspektów budowy złożonego algorytmu optymalizacyjnego.

Ostatni rozdział poświęcony jest analizie skutków zastosowania różnych mechanizmów dekarbonizacji polskiego sektora elektroenergetycznego. Opracowany model matematyczny jest wykorzystywany w celu zaprezentowania trzech odmiennych wariantów rozwoju rynku energii elektrycznej w Polsce do roku 2030, pozwalając na weryfikację hipotez badawczych pracy.

5 Dalsze prace

W trakcie pracy nad modelem i podsumowaniem wyników pojawiło się wiele dodatkowych, interesujących kwestii, związanych z badanym zagadnieniem. Jednym z bardziej interesujących jest wniosek o prawdopodobnym wzroście presji na wprowadzenie wynagrodzenia dyspozycyjności mocy, a nie tylko produkcji energii elektrycznej. W każdym z opracowanych w pracy wariantów istnieje bowiem grupa jednostek wytwórczych wykorzystywanych rzadko lub sporadycznie, które w optymalnym rozwiązaniu pozostają na rynku, ponieważ pozwalają (w nielicznych momentach kiedy pracują) na uniknięcie bardzo wysokich kosztów administracyjnej redukcji poboru energii. Oznacza to, że dla zachowania warunku indywidualnej racjonalności uczestników rynku, konieczna będzie zmiana obecnej konstrukcji funkcji transferu użyteczności.

Inne zidentyfikowane pola rozwoju badania, wymienione w całości w ostatniej części pracy, obejmują m.in. poniższe zagadnienia.

1. Przejście z formy strefowej na węzłową rynku. Wprawdzie nie jest to obecnym kierunkiem regulacji w Europie, ale nadal pozostaje najbardziej efektywną ekonomicznie metodą prowadzenia ruchu w systemie elektroenergetycznym. Takie rozwinięcie z jednej strony pozwoliłoby na oszacowanie straty dobrobytu wynikającej z aktualnie stosowanego modelu, a z drugiej pozwoliłoby

- na zastąpienie nierówności wymuszającej minimalny poziom produkcji oraz dokładniejszą rekomendację dotyczącą nie tylko wolumenu i typu optymalnych inwestycji wytwórczych, ale również ich lokalizacji. Dodatkową zaletą byłaby też możliwość jednoczesnej optymalizacji inwestycji w sieć przesyłową, jako alternatywy dla lokalizacji elektrowni w danym węźle sieci.
2. Wprowadzenie innych kryteriów decyzyjnych dla inwestycji. Obecnym kryterium decyzyjnym w modelu jest wartość oczekiwana zwrotu z danej inwestycji w przyszłości, zmiana podejścia mogłyby dać głębszy wgląd w awersję do ryzyka przy wyborze inwestycji.
 3. Zastąpienie sposobu modelowania konkurencji. Gdyby model miał być wykorzystywany do badania efektów koncentracji w sektorze elektroenergetycznym, to najprawdopodobniej wymagałby zmiany obecnie wykorzystywanego podejścia Bertranda.
 4. Optymalizacja po drzewach scenariuszy. Po rozwinięciu w tym kierunku, możliwe byłoby np. oszacowanie jaki efekt dla inwestycji ma wprowadzenie niepewności regulacyjnej polegającej na różnych możliwych w przyszłości konstrukcjach mechanizmów rynkowych. W przypadku generowania scenariuszy regulacyjnych oraz zależnych od parametrów rynkowych, taki kierunek otwiera również złożone zagadnienie ich redukcji.
 5. Rozszerzenie rozpiętości geograficznej modelu na więcej krajów. Rozwój w tym kierunku pozwoliłby odpowiadać na pytania, na ile korzystne jest współdzielenie mocy wytwórczych pomiędzy różnymi krajami, co pozwoliłoby również na uzasadnienie inwestycji lub dezinwestycji w połączenia transgraniczne. Jednocześnie, kraje zewnętrzne w stosunku do optymalizowanego obszaru nadal mogłyby korzystać z wprowadzonego już podejścia *net transfer capacities*.
 6. Rozszerzenie optymalizacji o wybór konsumentów polegający na przejściu na system zdecentralizowany. Model rozwinięty w tym kierunku byłby w stanie oceniać skutki mniej widocznych regulacji typu rozliczeń netto konsumentów będących jednocześnie niewielkimi producentami energii.

Powyższe rozszerzenia stanowią inspirację do kontynuacji badań z wykorzystaniem elastycznego ramowego schematu dotychczas opracowanego modelu.

