

Materiały XXVI Konferencji z cyklu
*Zagadnienia surowców energetycznych
i energii w gospodarce krajowej*
Zakopane, 14–17.10.2012 r.
ISBN 978-83-62922-07-9

Uroš RADOVIĆ*, Sławomir SKWIERZ**, Igor TATAREWICZ**

Zastosowanie modelu MESSAGE w długoterminowych scenariuszach rozwoju mocy wytwórczych w KSE

STRESZCZENIE. Polska stoi przed koniecznością uruchomienia programu budowy nowych mocy wytwórczych, dywersyfikacji i dekarbonizacji sektora elektroenergetycznego. Starzejący się majątek wytwórczy oraz coraz ostrzejsze wymogi środowiskowe wymuszają likwidację starszych jednostek, podczas gdy zapotrzebowanie na energię i moce rośnie. W konsekwencji, w warunkach braku wiarygodnych długoterminowych celów i strategii państwa wobec ograniczenia emisji CO₂ po roku 2020 r. (Polska zaawizowała dokument *Climate Roadmap* Komisji Europejskiej w czerwcu 2011r.), dużych wahań cen paliw na rynku międzynarodowym, wątpliwości co do powodzenia, obecnie w fazie doświadczalnej, dużych instalacji CCS itp., istnieje realne ryzyko niedostatecznych, opóźnionych lub źle ulokowanych inwestycji w polskiej energetyce. W pracy przedstawiono model optymalizacyjny MESSAGE dla KSE ułatwiający podjęcie decyzji inwestycyjnych poprzez przeprowadzenie alternatywnych scenariuszy/strategii długoterminowego rozwoju systemu wytwórczego oraz ich ocenę odnośnie kosztów systemowych, bezpieczeństwa dostawy oraz kompatybilności środowiskowej. Przykładowo pokazano dwa scenariusze rozwoju mocy wytwórczych w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym do 2030 r. W pierwszym przyjęto, że pewna ilość nowych mocy wytwórczych do 2020 roku. To inwestycje już zdeterminowane nie podlegające optymalizacji, natomiast, w scenariuszu alternatywnym, wszystkie nowe jednostki są określane w wyniku obliczeń modelowych optymalnej struktury źródeł w systemie elektroenergetycznym.

* Dr inż., ** Mgr inż. – Agencja Rynku Energii S.A., e-mail: biuro@are.waw.pl

SŁOWA KLUCZOWE: model MESSAGE, system elektroenergetyczny, moce wytwórcze, długoterminowe scenariusze rozwoju mix-u energetycznego

Wprowadzenie

Obecnie Polska stoi przed koniecznością uruchomienia programu budowy nowych mocy wytwórczych, dywersyfikacji i dekarbonizacji sektora elektroenergetycznego. Starzejący się majątek wytwórczy oraz coraz ostrzejsze wymogi środowiskowe wynikające z prowadzonej przez Unię Europejską polityki ochrony klimatu, wymuszają likwidację starszych jednostek, podczas gdy zapotrzebowanie na energię i moce rośnie. W konsekwencji, w warunkach braku wiarygodnych długoterminowych celów i strategii państwa wobec ograniczenia emisji CO₂ po roku 2020 r. (Polska stawiała weto na *Climate Roadmap* Komisji Europejskiej w czerwcu 2011 r.), dużych wahań cen paliw na rynku międzynarodowym, wątpliwości co do powodzenia, obecnie w fazie doświadczalnej, dużych instalacji CCS itp., istnieje realne ryzyko niedostatecznych, opóźnionych lub źle ulokowanych inwestycji w polskiej elektroenergetyce. W niniejszej pracy przedstawiono model krajowego systemu elektroenergetycznego zaimplementowanego w środowisku MESSAGE (*Model for Energy Supply Strategy Alternatives and their General Environmental Impacts*) [IAEA] ułatwiający podjęcie decyzji inwestycyjnych poprzez przeprowadzenie alternatywnych scenariuszy/strategii długoterminowego rozwoju systemu wytwórczego oraz ich ocenę odnośnie kosztów systemowych, bezpieczeństwa dostawy oraz kompatybilności środowiskowej. MESSAGE umożliwia budowę modelu systemu energetycznego o praktycznie dowolnej złożoności (zależnie od potrzeb zadania), zawierającego technologie wytwarzania i przesyłu paliw i energii, uwzględniającego większość ograniczeń technicznych i środowiskowych występujących w rzeczywistym systemie. Daje to szerokie możliwości symulacji zachowania systemu w różnych warunkach oraz badania wpływu poszczególnych czynników na dobór optymalnej struktury technologii.

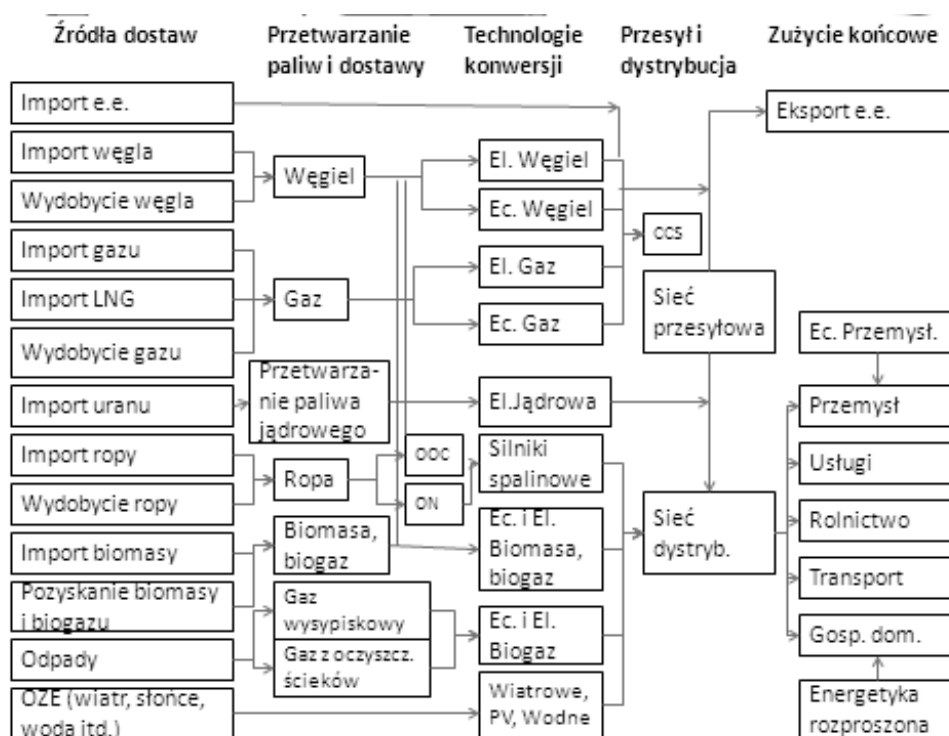
Przykładowo przedstawiono dwa scenariusze rozwoju mocy wytwórczych w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym do 2030 r. wykonane na modelu MESSAGE. W pierwszym przyjęto, że pewna ilość nowych mocy wytwórczych do 2020 r. to inwestycje już zdeterminowane nie podlegające optymalizacji, natomiast w scenariuszu alternatywnym wszystkie nowe jednostki są określane w wyniku obliczeń modelowych optymalnej struktury źródeł w systemie elektroenergetycznym.

2. Metodyka sporządzenia prognozy – Model MESSAGE

Punktem wyjścia do określenia przyszłej struktury mocy wytwórczych w KSE są przyjęte w projekcje zapotrzebowania na energię elektryczną oraz ciepło sieciowe. Zasada

działania modelu MESSAGE opiera się na minimalizacji sumarycznych zdyskontowanych kosztów systemowych w całym rozpatrywanym przedziale czasowym, wykorzystując metody programowania liniowego lub, dla pewnych zadań, (np. dobór agregatów o wyszczególnionej mocy – duże jednostki węglowe i jądrowe) programowania całkowito-liczbowego.

MESSAGE działa na zdefiniowanej sieci przepływów energii (rys. 1), począwszy od wydobywania lub dostawy energii pierwotnej, poprzez przemiany (np. wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła), przesył i dystrybucję, aż do odbiorców w przemyśle, rolnictwie, sektorze transportu, sektorze usług i gospodarstwach domowych.

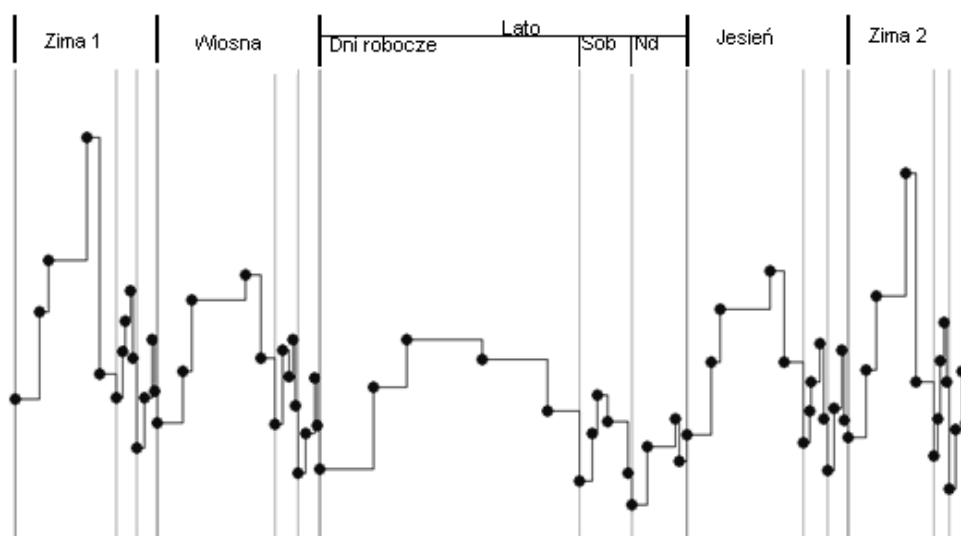


Rys. 1. Uproszczony schemat systemu energetycznego w modelu MESSAGE

Fig. 1. Schematic presentation of the energy system in the MESSAGE model

Zarówno technologie istniejące, jak i nowe jednostki wytwórcze są częścią sieci. Obecnie model zawiera ponad 80 istniejących jednostek wytwórczych oraz nowych rodzajów technologii kandydatów (wysokosprawne technologie węglowe i gazowe bez- oraz z uchwyceniem CO₂, technologie wykorzystania źródeł odnawialnych – OZE, elektrownie jądrowe, technologie kogeneracyjne). Model uwzględni długoterminowe cele odnośnie emisji zanieczyszczeń powietrza i emisji CO₂ (w tym, ograniczenia odnośnie pozwoleń do emisji wynikające z Europejskiego Systemu Handlu Emisjami) oraz instrumenty polityki państwa promujące OZE i kogenerację (zielone, żółte i czerwone certyfikaty).

Istotną zaletą modelu MESSAGE jest możliwość różnicowania poziomu zapotrzebowania na dany nośnik energii według pór roku, rodzajów dni oraz pór dnia. Informacja ta jest podstawą do określenia mix-u technologicznego oraz trybu pracy zainstalowanych jednostek (praca w podstawie, pod-szczytcie i szczytcie obciążenia). Stosowana w modelu MESSAGE ekwiwalentna krzywa obciążenia w KSE (rys. 2) tworzona jest na podstawie danych z PSE Operator S.A.



Rys. 2. Ekwiwalentna krzywa obciążenia zastosowana w modelu MESSAGE

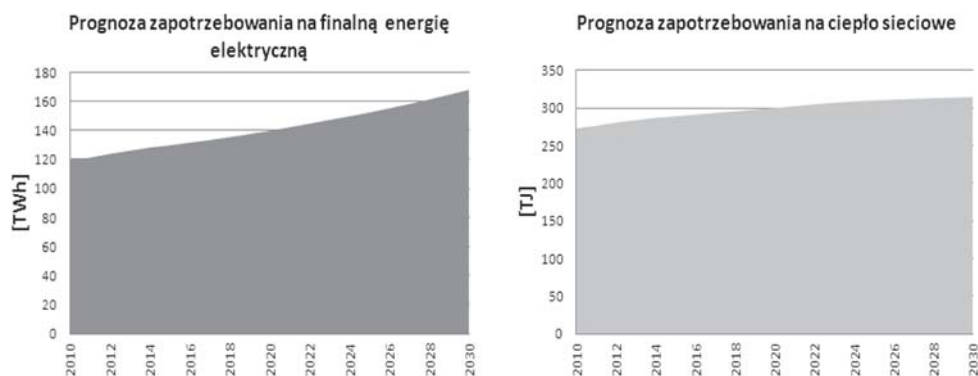
Fig. 2. Equivalent load curve applied in the MESSAGE model

3. Podstawowe założenia wejściowe

3.1. Prognoza zapotrzebowania na energię elektryczną i ciepło sieciowe

Projekcje finalnego zapotrzebowania na energię elektryczną i ciepło sieciowe, na których została oparta prognoza rozwoju mocy wytwórczych, przyjęto na podstawie raportu Aktualizacja prognozy... 2011 [2].

Poziom przyszłego zapotrzebowania we wspomnianym raporcie został wyznaczony przy użyciu dwóch modeli: MAED i BALANCE wchodzących w skład pakietu analiz sektora energetycznego ENPEP (*Energy and Power Evaluation Program*) [IAEA]. Zgodnie z zaprezentowanymi wynikami, zapotrzebowanie na finalną energię elektryczną rośnie z poziomu 119 w 2010 r. do około 170 TW·h w 2030 r. Natomiast zapotrzebowanie na ciepło sieciowe wzrasta w tym samym okresie z poziomu 292 do 314 TJ (rys. 3).

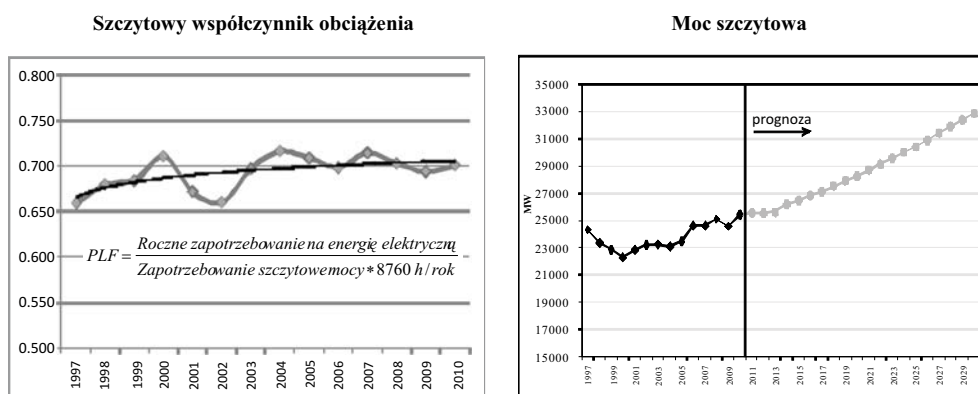


Rys. 3. Prognoza zapotrzebowania na energię elektryczną i ciepło sieciowe w Polsce do 2030 r.

Fig. 3. Electricity and district heat demand projections in Poland to 2030

3.2. Prognoza zapotrzebowania na moc elektryczną szczytową w KSE

Przyszły poziom zapotrzebowania na moc szczytową roczną wyznaczono na podstawie prognoz zapotrzebowania na energię elektryczną oraz ekstrapolacji trendu zmian współczynnika obciążenia szczytowego (inną, bardziej kompleksową metodą prognozy jest analiza szeregów czasowych) (*Peak Load Factor* – PLF, rys. 4). Prognoza ta stanowi istotny element analiz z wykorzystaniem modelu MESSAGE, gdyż w oparciu o nią określana jest wielkość zapotrzebowania na moc i poziom rezerwy mocy w systemie.



Rys. 4. Szczytowy współczynnik obciążenia w latach 1997–2010 oraz prognoza zapotrzebowania mocy szczytowej do 2030 r.

Fig. 4. Peak load factor 1997–2010 and annual peak load forecast to 2030

3.3. Prognoza cen paliw i uprawnień do emisji CO₂

W analizie założono, że średnie ceny węgla kamiennego i gazu ziemnego na rynku krajowym będą kształtować się na poziomie zgodnym z prognozowanymi cenami na rynku europejskim (tab. 1), które przyjęto na podstawie projekcji wykorzystanych na potrzeby długoterminowej prognozy zapotrzebowania na paliwa i energię krajów Unii Europejskiej (Capros 2012). Ceny pozwoleń do emisji CO₂, założono na podstawie opracowania World Energy Outlook 2011 Międzynarodowej Agencji Energii (WEO 2011).

TABELA 1. Prognoza cen paliw (Euro'2010/boe) i pozwoleń do emisji CO₂ (Euro'2010/Mg)

TABLE 1. Fuel prices (Euro'2010/boe) and CO₂ cost (Euro'2010/t) projections

| | 2010* | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 |
|-----------------------|-------|------|------|------|------|
| Ropa naftowa | 60,0 | 79,1 | 88,5 | 88,5 | 93,1 |
| Gaz ziemny | 37,9 | 48,6 | 61,5 | 61,5 | 64,5 |
| Węgiel kamienny | 16,0 | 20,2 | 22,6 | 22,6 | 24,0 |
| Koszt CO ₂ | 12,0 | 17,3 | 22,6 | 26,4 | 30,2 |

* Dane historyczne

boe – baryłka ropy ekwiwalentnej

Źródło: Capros 2012 (ceny paliw), WEO 2011 (koszt CO₂)

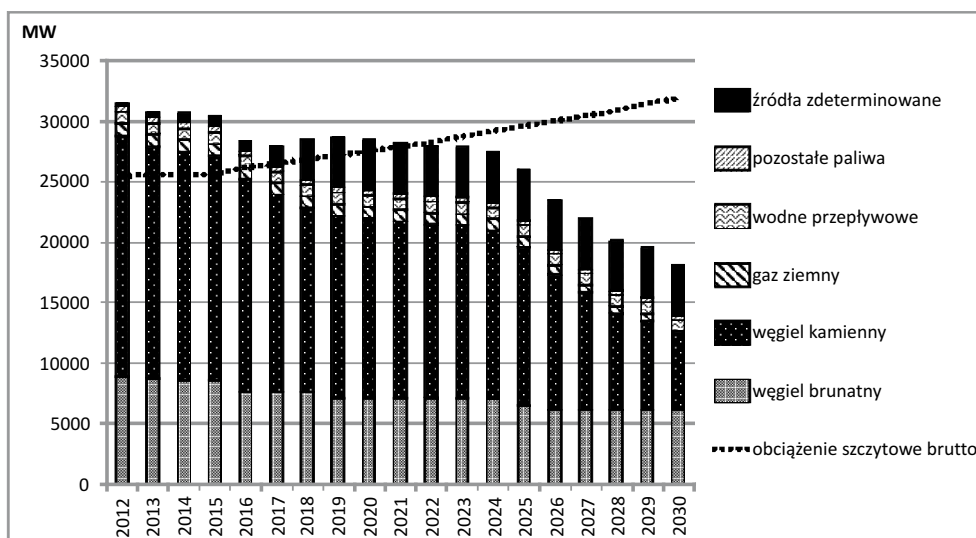
3.4. Wspieranie rozwoju źródeł odnawialnych i kogeneracji

Instrumenty polityki państwa promujące OZE i kogenerację (zielone, żółte i czerwone certyfikaty) zamodelowane w MESSAGE dla potrzeb niniejszej analizy zakładają kontynuację funkcjonującego obecnie systemu wsparcia zgodnie z obowiązującą legislacją. Stawki opłat zastępczych przyjęto następująco: dla energii z OZE do 2020 r. na obecnym poziomie, stopniowo obniżane po 2020 r.; dla kogeneracji „żółtej” na obecnym poziomie do 2025 r. po czym stopniowo obniżane; dla kogeneracji „czerwonej” na obecnym poziomie do 2020 r.

3.5. Zmiany mocy źródeł istniejących z uwzględnieniem źródeł zdeteterminowanych

Rysunek 5 przedstawia sumaryczny efekt planowanych wyłączeń z eksploatacji, modernizacji jednostek wytwórczych oraz zakończenia wcześniej rozpoczętych inwestycji w elektroenergetyce zawodowej i przemysłowej. Z przedstawionych danych wynika, że do 2030 r. wyłączeniu podlega połowę dostępnych mocy energetyki zawodowej i przemysłowej.

Planowane wycofania mocy nie mają pokrycia w zadecydowanych już do realizacji inwestycjach, co powoduje, że poziom mocy osiągalnej wynikający z uwzględnienia aktualnych



Rys. 5. Zmiany mocy źródeł istniejących z uwzględnieniem źródeł zdeterminowanych [MW netto]

Fig. 5. Existing capacity after closures and major overhauls

planów po roku 2012 zdecydowanie maleje, bardziej intensywnie po roku 2015, tj. po wejściu w życie Dyrektywy IED.

Z ogólnie dostępnych informacji oraz deklaracji głównych producentów energii elektrycznej w Polsce można wnioskować, że wielu z nich już rozpoczęło procesy inwestycyjne w budowę nowych bloków energetycznych. Niemniej jednak, realizacja wszystkich tych planów (oznaczałaby zwiększenie mocy elektrowni ciepłych o ponad 16 GW w latach 2015–2019) jest wysoce nierealna biorąc pod uwagę zbyt wiele niewiadomych dla potencjalnych inwestorów. Wynikają one między innymi z niestabilnych cen paliw na rynku międzynarodowym, trwającego kryzysu światowych finansów i związanych z tym trudności w znalezieniu źródeł finansowania nowych inwestycji, wątpliwości dotyczących długookresowej polityki ograniczenia emisji CO₂ (w tym przyszłych kosztów uprawnień do emisji), wątpliwości co do powodzenia, będących obecnie w fazie doświadczalnej, dużych instalacji CCS itd.

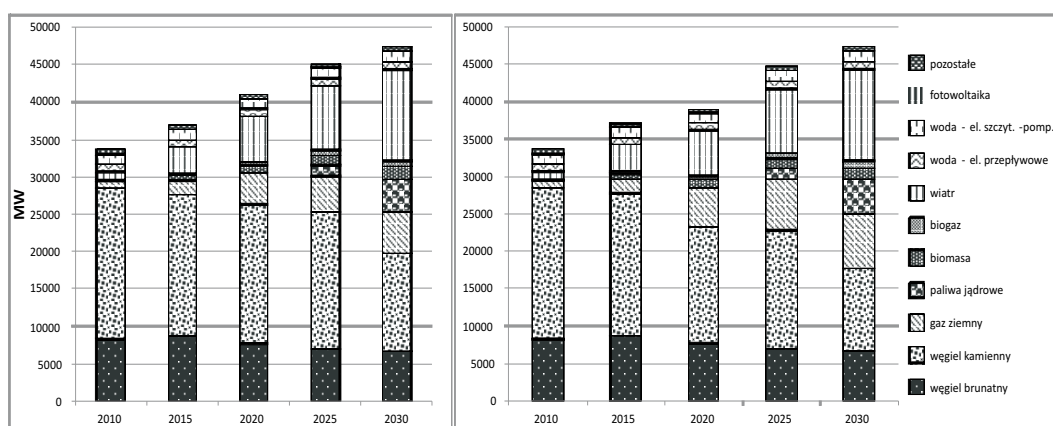
Ze względu na rozmiary niniejszej publikacji, prezentację wyników obliczeń ograniczono do dwóch, przykładowych, scenariuszy:

- ✧ scenariusz z mocami zdeterminowanymi, nie podlegającymi optymalizacji, uwzględniający tylko inwestycje o dużym prawdopodobieństwie realizacji, o łącznej mocy około 4000 MW netto (3500 MW – węgiel kamienny oraz 500 MW – gaz ziemny) oraz
- ✧ scenariusz bez żadnych mocy zdeterminowanych, tzn. wszystkie nowe jednostki wytwórcze potrzebne do pokrycia zapotrzebowania na energię elektryczną w systemie od 2015 r. będą określone w wyniku obliczeń optymalizacyjnych, wyznaczających strukturę źródeł o najmniejszych kosztach zdyskontowanych.

4. Wyniki obliczeń

4.1. Projekcje rozwoju mocy wytwórczych w KSE

Uzyskaną na podstawie przedstawionych założeń projekcję struktury paliwowej mocy wytwórczych, dla obu omawianych scenariuszy, prezentuje rysunek 6.



Rys. 6. Prognoza struktury paliwowej mocy wytwórczych w KSE scenariuszu ze zdefiniowanymi mocami (po lewej) i bez zdefiniowanych mocy (po prawej) [MWnetto]

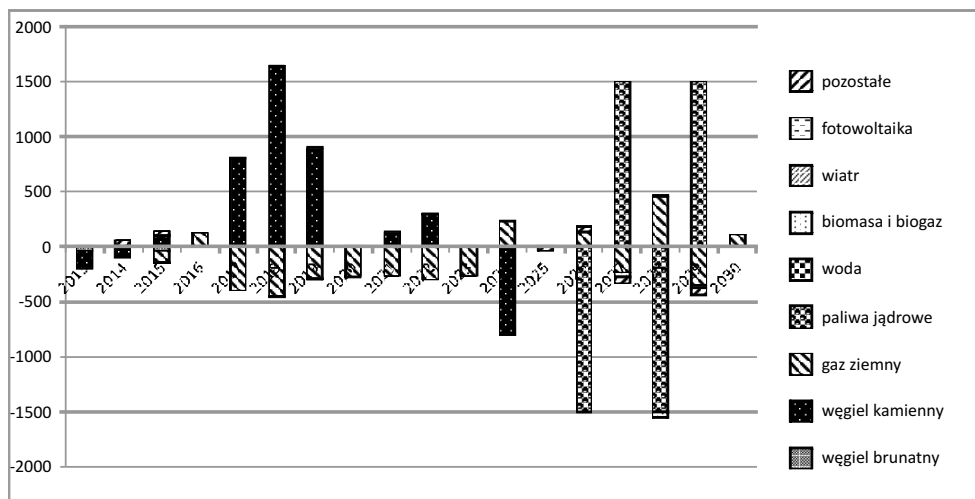
Fig. 6. Net generating capacity by fuel in the Polish Power System in two scenarios – with determined capacities (left) and without determined capacities (right) [MW]

Przedstawiona powyżej struktura paliwowa mocy wytwórczych wskazuje, że w perspektywie najbliższych 20 lat należy spodziewać się znaczącego spadku udziału źródeł węglowych w krajowym bilansie mocy, przy wzroście udziału odnawialnych źródeł energii, źródeł gazowych i jądrowych (choć węgiel nadal odgrywał będzie kluczową rolę w pokryciu zapotrzebowania na energię elektryczną).

Porównując wyniki obu przedstawionych scenariuszy można zauważyć, że scenariusz bez zdefiniowanych mocy wytwórczych, w którym model ma większą swobodę optymalizacji doboru technologii, cechuje wyraźnie większa skala rozwoju generacji opartej na paliwach gazowych. W nieco inny sposób przedstawiono to na rysunku 7 prezentującym różnice w strukturze paliwowej instalowanych nowych mocy w obu scenariuszach.

W scenariuszu zakładającym budowę mocy zdefiniowanych, wycofywane w latach 2016–2020 źródła zastępowane są głównie blokami węglowymi (około 3500 MW), hamując rozwój nowych jednostek zasilanych gazem ziemnym.

W scenariuszu bez zdefiniowanych mocy skala nowych inwestycji w latach 2017–2019 jest wyraźnie mniejsza. Nowe moce węglowe pojawiają się dopiero w latach 2023–2024. Budowane są głównie źródła gazowe – zarówno jednostki kogeneracyjne jak i turbiny gazowe zapewniające pokrycie zapotrzebowania szczytowego – oraz elektrownie wiatrowe.



Rys. 7. Różnica w nowych mocach zainstalowanych pomiędzy scenariuszem ze zdeterminowanymi mocami a scenariuszem bez mocy zdeterminowanych [MWnetto]

Fig. 7. Difference in new installed capacity between two scenarios – with and without determined new capacities [MW]

Porównanie obu scenariuszy pozwala na sformułowanie kilku wniosków dotyczących potencjalnych kierunków rozwoju nowych źródeł wytwórczych. Przede wszystkim, w warunkach kontynuacji obecnie funkcjonującego systemu wsparcia kogeneracji gazowej, źródła te mogą być konkurencyjne wobec źródeł węglowych (szczególnie przy wysokich cenach uprawnień do emisji CO₂), a kombinacja kogeneracyjnych źródeł gazowych z pracującymi w szczytowych pasmach obciążenia turbinami gazowymi stanowi, przynajmniej częściowo, alternatywę dla rozbudowy dużych mocy węglowych i utrzymywania wysokiego poziomu rezerwy wirującej. Kwestia źródeł szczytowych jest szczególnie istotna ze względu na fakt, że oba scenariusze przewidują znaczący rozwój elektrowni wiatrowych (moc osiągalna elektrowni wiatrowych na lądzie i na morzu dochodzi do poziomu blisko 11 GW w 2030 r. co stanowi w tym okresie około 25% udział w bilansie mocy).

Należy podkreślić, że zarówno rozwój gazowych źródeł kogeneracyjnych jak i odnawialnych źródeł energii możliwy jest przy założeniu, że kontynuowane będą obecne systemy wsparcia w postaci świadectw pochodzenia za energię „żółtą” i „zieloną”.

W obu scenariuszach w latach 2025–2030 w strukturze wytwórczej pojawiają się bloki elektrowni jądrowych o łącznej mocy 4500 MW. Stanowią one konkurencyjną kosztowo alternatywę dla elektrowni konwencjonalnych, które muszą kupować znaczne ilości uprawnień do emisji CO₂, jak również dla elektrowni wyposażonych w instalacje wychwyty i magazynowania CO₂.

Podsumowanie

W pracy zaprezentowano podejście do problemu scenariuszowego prognozowania i optymalizacji przyszłej bazy wytwórczej przy wykorzystaniu zaimplementowanego w środowisku MESSAGE modelu krajowego systemu elektroenergetycznego. Narzędzie to pozwala w elastyczny sposób kształtować zarówno elementy modelu reprezentujące technologie wytwarzania i przesyłu energii (energii elektrycznej, ciepła, paliw) jak i środowisko w jakim te elementy funkcjonują – z jednej strony specyfikę zapotrzebowania z uwzględnieniem jego dobowej i sezonowej zmienności jak i różnego rodzaju ograniczenia, z drugiej zaś działanie instrumentów legislacyjnych implementujących politykę energetyczną i środowiskową. Wszystkie te elementy mają wpływ na proces doboru optymalnego zestawu technologii.

Przedstawione w niniejszej pracy wyniki obliczeń wskazują, że obecne, deklarowane plany inwestycyjne odnośnie jednostek węglowych są przeszacowane, biorąc pod uwagę, prawdopodobne znacznie bardziej restrykcyjne, wymogi odnośnie redukcji emisji CO₂ po roku 2030, jak również niepewności związane z komercjalizacją oraz społeczną akceptacją dużych technologii CCS. Istotną dekarbonizację sektora elektroenergetycznego w Polsce będzie bardzo trudno osiągnąć bez wprowadzenia energii jądrowej. Ponadto, w przyszłej strukturze mocy wytwórczych znacząco wzrośnie rola źródeł gazowych. Z obliczeń optymalizacyjnych wynika, że przy odpowiednich relacjach cen gazu i cen uprawnień do emisji CO₂ (oraz świadectw pochodzenia za energię z wysokosprawnej kogeneracji) źródła gazowe są konkurencyjne wobec źródeł węglowych. Na rzecz tego typu źródeł przemawia również niższe ryzyko inwestycyjne (niższe jednostkowe nakłady inwestycyjne oraz krótszy czas budowy niż jednostek węglowych), a co za tym idzie, większa łatwość pozyskania kapitału. Biorąc pod uwagę, że w Polsce procesy inwestycyjne (szczególnie w przypadku dużych inwestycji) często ulegają znaczącym opóźnieniom, potencjalny czas budowy nowych źródeł może okazać się istotnym czynnikiem decydującym o wyborze technologii gazowych. W praktyce może się bowiem okazać, że ukończenie w terminie budowy i uruchomienie dużych bloków węglowych planowanych obecnie na lata 2016–2018 nie będzie możliwe.

Literatura

- [1] MESSAGE – Model for Energy Supply Strategy Alternatives and the General Environmental Impacts, User Manual, IAEA, 2007.
- [2] Aktualizacja Prognozy zapotrzebowania na paliwa i energię do 2030 r. Ministerstwo Gospodarki, Warszawa 2011.
- [3] Komunikat Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki dotyczący jednostkowych opłat zastępczych dla OZE i kogeneracji na 2010 r.
- [4] World Energy Outlook 2011. Międzynarodowa Agencja Energii, Paryż 2011.
- [5] CAPROS P., 2012 – Prometheus world energy outlook. Presentation for Member State consultation. Brussels 18/04/2012.

Uroš RADOVIĆ, Sławomir SKWIERZ, Igor TATAREWICZ

Application of the MESSAGE Model for Long-term Generation Capacity Development Scenarios in Poland

Abstract

Poland is faced with undertaking a tremendous program of investment in new generating capacity, diversification and decarbonising of its electric power sector. The ageing of power plants and ever sharpening environmental constraints impose the closure of the old plants while the demand for electric capacity and energy rises steadily. Consequently, in the absence of a credible long-term Poland's goals and strategy for CO₂ emissions reduction post 2020 (Poland vetoed the EU Commission's Climate Roadmap in June 2011), large fluctuating of fuel prices in the international market, uncertainties concerning the successful commercialisation of the large-scale CCS plants, presently in the demonstration phase etc., Polish energy sector faces real risks of investments shortfalls and misallocated capital. This paper describes the energy model MESSAGE for the Polish power system, which through the evaluation of alternative scenarios/strategies for the long-term generation system development in terms of system costs, security of supply and environmental compatibility, can make the undertaking of investment decisions easier. As an example, the comparison of two scenarios of Polish generation system development till 2030 is shown. The first scenario assumes that certain amount of new investments till 2020 are determined plants not being subject to optimization process, while in the alternative scenario all new units needed to cover the demand are determined by the model as a part of the optimal generation mix.

KEY WORDS: model MESSAGE, Power System, Generation Capacity, Long-Term Power System Development Scenarios