

Joanna KRZEMIEN^{*}, Marcin JASKÓLSKI^{**}

Badania modelowe struktury krajowego systemu energetycznego w świetle zapisów Dyrektywy 2009/28/WE

STRESZCZENIE. Dyrektywa 2009/28/WE, promująca stosowanie energii ze źródeł odnawialnych, nakłada na Polskę obowiązek zwiększenia do roku 2030 udziału energii wyprodukowanej w źródłach odnawialnych do 20% w całkowitym zużyciu energii. Realizacja tego celu wiąże się ze zmianą obecnej infrastruktury systemu energetycznego, opartego w znacznej części na krajowych surowcach energetycznych: węgla kamiennym i brunatnym. Polska posiada znaczne zasoby węgla kamiennego i brunatnego i należy do czołówki producentów tych surowców w Europie i na świecie. Sytuacja ta przez wiele lat gwarantowała duże bezpieczeństwo energetyczne i stosunkowo słabe uzależnienie Polski od importu innych paliw i nośników energii. Jednak w świetle polityki energetycznej UE struktura krajowych surowców energetycznych będzie się zmieniać. W celu określenia kształtu krajowego systemu energetycznego oraz roli węgla kamiennego i brunatnego w produkcji energii w świetle zapisów przywołanej dyrektywy należy przeprowadzić analizę wszystkich warunków wpływających na przedmiot badania. Kryterium ekonomiczne jest jednym z głównych elementów każdego procesu decyzyjnego przy wyznaczaniu optymalnej alokacji zasobów energetycznych. Wszystkie te uwarunkowania sprzyjają zasadności stosowania programów komputerowych jako narzędzi prognostycznych, symulacyjnych czy optymalizacyjnych.

Na potrzeby prowadzonych analiz opracowano model prognozujący funkcjonowanie krajowego systemu energetycznego do roku 2030 w świetle nałożonych wymogów, w którym uwzględniono wymienione aspekty w postaci szeregu ograniczeń, a następnie całość zoptymalizowano. Model

^{*} Mgr inż. – Główny Instytut Górnictwa, Zakład Oszczędności Energii i Ochrony Powietrza, Katowice;
e-mail: jkrzemien@gig.eu

^{**} Dr inż. – Politechnika Gdańska, Wydział Elektrotechniki i Automatyki, Gdańsk;
e-mail: marcin.jaskolski@pg.gda.pl

opracowano w programie MARKAL, który jest narzędziem optymalizacyjnym, stosowanym do zintegrowanego planowania energetycznego i środowiskowego. W pracy przedstawiono wyniki modelowe dotyczące kształtu krajowego systemu energetycznego oraz pozycji węgla kamiennego i brunatnego w strukturze produkcji energii do roku 2030 w świetle realizacji obowiązku zwiększenia udziału energii ze źródeł odnawialnych.

SŁOWA KLUCZOWE: MARKAL, programowanie liniowe, modelowanie systemów energetycznych

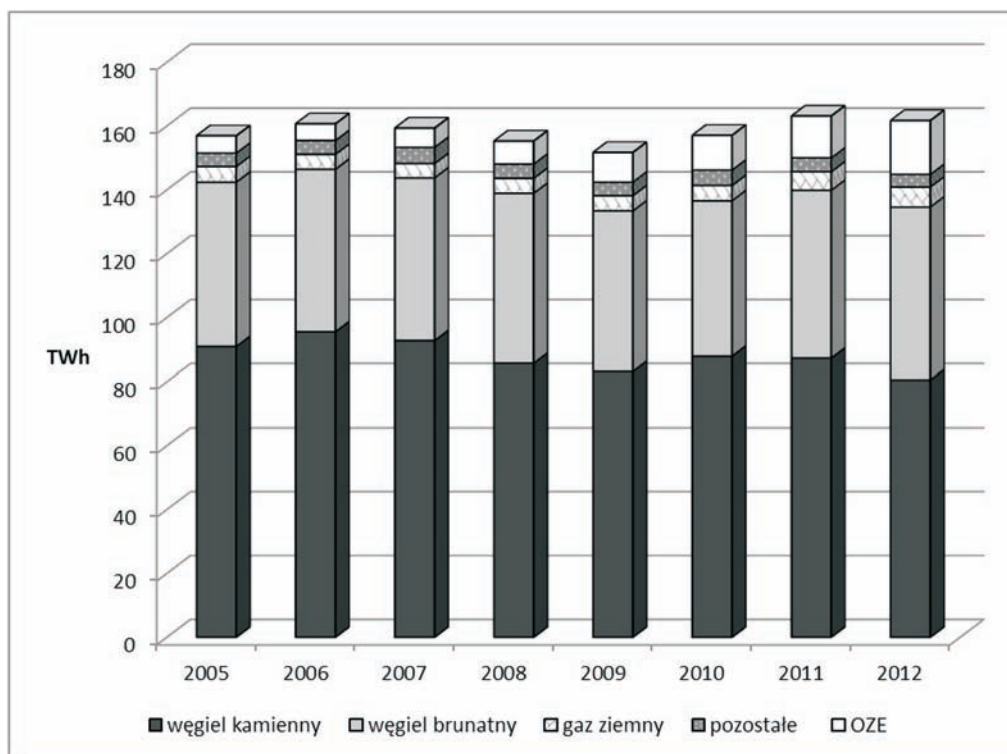
Wprowadzenie

Do podstawowych celów polityki energetycznej Unii Europejskiej należą: zwiększenie udziału energii ze źródeł odnawialnych, oszczędność energii i zwiększona efektywność energetyczna. Cele te mają przede wszystkim doprowadzić do redukcji emisji gazów cieplarnianych, ale również do zwiększenia bezpieczeństwa dostaw energii oraz rozwoju efektywnych i czystych technologii (KE 2007 Dyrektywa). Realizację postawionych celów dla całej Unii Europejskiej należy rozpocząć od osiągnięcia celów krajowych. Dyrektywa 2009/28/WE (Dyrektywa 2009) nakłada na kraje członkowskie obowiązek realizacji założonych udziałów energii pochodzącej ze źródeł odnawialnych w całkowitym zużyciu energii. Dla Polski udział ten wynosi 15% do roku 2020. Krajowy Plan Działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych wskazuje, jakie środki należy wykorzystać we wszystkich sektorach związanych z energią, to jest: elektroenergetyce, ciepłownictwie, sektorze paliw gazowych, stałych i ciekłych (MG 2010).

Dotrzymanie zobowiązań unijnych w kwestii zwiększenia strumienia energii ze źródeł odnawialnych (OZE) w Polsce nie jest łatwe, ponieważ udział węgla kamiennego i brunatnego w produkcji energii jest jednym z największych na świecie. Według danych Agencji Rynku Energii SA w roku 2012 w Polsce 83% energii elektrycznej pochodziło z węgla kamiennego i brunatnego, 10% to udział źródeł odnawialnych (ARE Statystyka...). Największym odbiorcą krajowego węgla kamiennego są elektrownie i elektrociepłownie (GUS 2013a). Brak opłacalności ekonomicznej transportu węgla brunatnego na dalsze odległości powoduje, że prawie w całości zużywany jest przez elektrownie zawodowe. W roku 2012 wyprodukowano 80,59 TWh energii elektrycznej z węgla kamiennego oraz 54,05 TWh z węgla brunatnego. W tym celu zużyto odpowiednio 33 150 tys. Mg węgla kamiennego oraz 63 330 tys. Mg węgla brunatnego (ARE Statystyka...). Produkcję energii elektrycznej w krajowym systemie elektroenergetycznym z podziałem na nośniki przedstawiono na rysunku 1.

Tak dominująca rola węgla w krajowej strukturze energetycznej wynika z zasobów posiadanych przez Polskę. Geologiczne zasoby bilansowe węgla brunatnego na dzień 31.12.2012 r. wyniosły 22 583 mln Mg. W przypadku węgla kamiennego zasoby bilansowe udokumentowane na koniec roku 2012 wyniosły 48 226 mln Mg, z czego blisko 75% to węgle energetyczne, 25% węgle koksujące. Zasoby złóż zagospodarowanych stanowią blisko 40% zasobów bilansowych ogółem (Szuflicki i in. red. 2013).





Rys. 1. Produkcja energii elektrycznej w krajowym systemie elektroenergetycznym według nośników energii
 Źródło: opracowanie własne na podstawie ARE – Statystyka...

Fig. 1. Production of electricity in the national power system by energy carriers

Rozwój nowych technologii wytwórczych, brak stabilizacji na rynku paliwowym, gwałtowny rozwój gospodarczy, z drugiej strony kryzys światowy, a do tego nałożone cele unijne dotyczące udziału źródeł odnawialnych w całkowitym zużyciu energii, to tylko niektóre z aspektów, jakie należy uwzględnić przy określaniu struktury krajowego systemu energetycznego oraz roli węgla kamiennego i brunatnego w produkcji energii w Polsce w nadchodzących latach. Wszystkie te uwarunkowania sprzyjają zasadności stosowania programów komputerowych jako narzędzi prognostycznych, symulacyjnych czy optymalizacyjnych.

Zastosowanie narzędzi komputerowych do określenia kształtu systemu energetycznego czy polityki paliwowo-energetycznej zostało w sposób mniej lub bardziej złożony przedstawione w innych opracowaniach. Przykładem mogą być szczegółowe analizy scenariuszowe dotyczące zapotrzebowania na węgiel dla polskiej energetyki w perspektywie do 2050 roku (Gawlik, red. 2013). W pracy (Szczerbowski 2014) dokonano charakterystyki wybranych modeli systemów energetycznych. Ogólną metodykę postępowania przy budowie modeli systemów energetycznych przedstawiono w pracy (Kamiński 2010). Z kolei artykuł (Suwała 2013) przybliżył problematykę i zasadność budowy i wykorzystania modeli komputerowych w gospodarce paliwowo-energetycznej. W pracach (Jaskólski 2012a, b) autor przedstawił model MARKAL

do optymalizacji struktury wytwarzania energii elektrycznej w zakresie koncepcji i założeń modelowych oraz opracowywania prognoz. Wyniki wstępne badań nad rozwojem krajowego systemu wytwarzania energii elektrycznej z wykorzystaniem generatora modeli TIMES przedstawiono w pozycji (Pluta i in. 2012). Przegląd modeli prognozowania systemów paliwowo-energetycznych oraz prezentację i charakterystykę własnych modeli matematycznych zamieszczono w pracy (Kudełko 2005). Wyniki prac modelowych wykorzystania potencjału biomasy w Polsce przy użyciu narzędzia optymalizacyjnego technologii energetycznych zaprezentowano w pracy (Krzemień i in. 2013).

W celu określenia kształtu krajowego systemu energetycznego w świetle zapisów dyrektywy 2009/28/WE opracowano model komputerowy, w którym uwzględniono wymienione aspekty w postaci szeregu ograniczeń, a następnie całość zoptymalizowano.

1. Założenia modelowe

W artykule skupiono się na badaniach modelowych nad strukturą krajowego systemu energetycznego w świetle obowiązku spełnienia wytycznych dyrektywy 2009/28/WE. Przedstawiono wyniki modelowania wielkości krajowych i importowanych surowców energetycznych zużywanych w krajowym sektorze energetycznym w horyzoncie długoterminowym, uwzględniając nie tylko duże zasoby krajowych węgla kamiennych i brunatnych, ale przede wszystkim nałożone cele unijne dotyczące zwiększenia wykorzystania źródeł odnawialnych.

Modelowanie krajowego systemu energetycznego oraz struktury wykorzystania surowców energetycznych w Polsce do roku 2030 przeprowadzono w programie MARKAL. Jest to program opracowany do budowania modeli optymalizujących strukturę badanych systemów energetycznych o szerokim spektrum zastosowań do planowania zarówno na szczeblu globalnym, krajowym, jak i regionalnym. Zadaniem programu jest znalezienie optymalnej wartości liniowej funkcji celu dla jednej lub wielu zmiennych, spełniając jednocześnie nałożone przez użytkownika ograniczenia. Określenie „optymalnej” może oznaczać wartość minimalną lub maksymalną w zależności od rozpatrywanego problemu badawczego. W ogólnej postaci problem programowania liniowego można wyrazić w sposób następujący (Loulou i in. 2004):

$$\sum_i^n c_i \cdot x_i \quad i = 1, \dots, n \quad (1)$$

biorąc pod uwagę ograniczenia:

$$\sum_i^m a_{ji} \cdot x_j \leq b_j \quad j = 1, \dots, m \quad (2)$$



$$x_i \geq 0 \quad (3)$$

gdzie: x – zmienne decyzyjne,
 c – współczynniki funkcji celu,
 a, b – parametry,
 n – liczba zmiennych,
 m – liczba ograniczeń.

Funkcją celu w modelu jest suma rocznych kosztów, generowanych przez system energetyczny we wszystkich latach badanego horyzontu czasowego, zdyskontowanych do pierwszego roku analizy, określona wzorem (Loulou i in. 2004):

$$\sum_{i=1}^I [(1+d)^{1-i} \cdot K_r^i] \rightarrow \min \quad (4)$$

gdzie: i – indeks pojedynczych lat w rozpatrywanym horyzoncie czasowym,
 I – liczba lat w rozpatrywanym horyzoncie czasowym,
 d – stopa dyskontowa,
 K_r^i – roczne koszty generowane przez system energetyczny w roku i .

W modelu przyjęto minimalizację funkcji celu, która zapewni jak najniższe koszty pozyskania, przetworzenia, przesyłania i rozdziału energii. Nowe technologie energetyczne powinny charakteryzować się nie tylko wysoką efektywnością energetyczną, ale również ekonomiczną. Kryterium ekonomiczne jest jednym z głównych elementów procesu decyzyjnego przy wyznaczaniu optymalnej alokacji zasobów energetycznych.

W wyniku optymalizacji badanego zagadnienia osiąga się nie tylko wymagany efekt, ale dodatkowo wybiera się najlepszy z możliwych scenariuszy, gwarantujący jego realizację.

Obszarem modelowym jest krajowy system energetyczny. Horyzont czasowy modelu obejmuje okres do roku 2030, podzielony na okresy pięcioletnie, przy czym każdy pojedynczy rok jest rokiem obliczeniowym w programie. Aby zbadać jak będzie kształtować się w przyszłości pozycja obecnie dominujących paliw takich jak węgiel kamienny czy brunatny, należało uwzględnić konkurencyjne surowce energetyczne, surowce wtórne oraz odnawialne źródła energii. W modelu, obok węgla kamiennego i brunatnego, występują gaz ziemny, biomasa, biogaz, energia spadku wody, energia wiatru, energia jądrowa, energia słońca, geotermalna, odpady komunalne stałe. Pozostałe paliwa połączono w jedną grupę i sklasyfikowano indeksem OTH. Uwzględniono również świadectwa pochodzenia energii. W programie MARKAL dostępnych jest pięć opcji dostaw/odbioru energii. W przedmiotowym modelu dostawy energii obejmują: import paliw i energii, wydobycie paliw nieodnawialnych i pozyskanie paliw odnawialnych. W modelu wzięto pod uwagę również eksport węgla kamiennego poza badany obszar. Do opcji pozyskania energii przypisano również opłaty zastępcze za niewypełnienie obowiązków kwotowych przedstawienia świadectw pochodzenia energii do umorzenia z OZE i kogeneracji. Założono, że mechanizm promowania wysokosprawnej kogeneracji powinien funkcjonować w dotychczasowej formie, pomimo rezygnacji z prolongaty funkcjonowania



obowiązku uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia energii z kogeneracji, o czym szczegółowo dyskutowano w (Sołtysik, Mucha-Kuś 2013). Przyjęto stopę dyskontową na poziomie 8% (realna stopa oprocentowania kapitału). Bazową jednostką monetarną w modelu jest euro, a przewalutowania dokonano według średniego kursu walut NBP w roku 2012.

Model ma charakter długoterminowy, zawiera dane historyczne z ubiegłych lat, wartości określające obecny stan, jak również dane przyszłościowe – prognozy, m.in. ceny surowców energetycznych, zapotrzebowania na usługi energetyczne itp. Prognozy cen surowców energetycznych występujących w modelu przedstawiono w tabeli 1.

TABELA 1. Prognoza cen surowców energetycznych do roku 2030

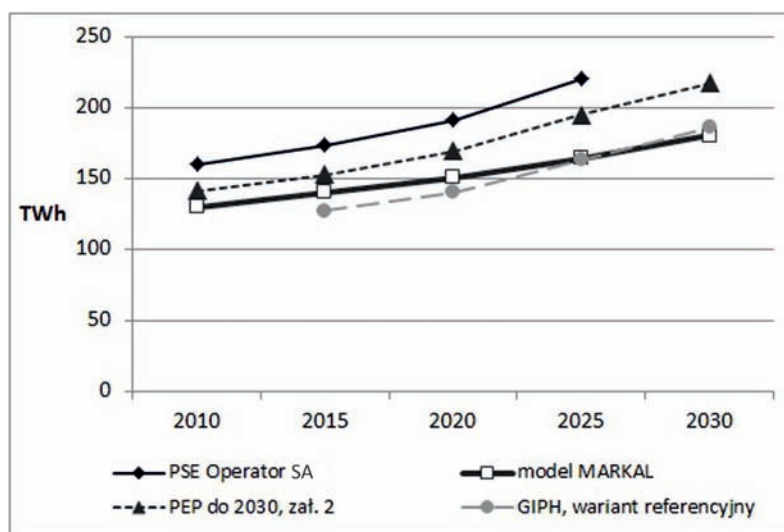
TABLE 1. The forecast of energy sources prices up to 2030

Rodzaj surowca	Prognoza cen w EUR(2010)/GJ				
	2010	2015	2020	2025	2030
Węgiel kamienny – krajowy	2,63	3,89	3,93	3,88	3,87
Węgiel kamienny – import	5,13	3,90	3,91	3,86	3,85
Węgiel brunatny	1,60	1,69	1,70	1,68	1,68
Gaz ziemny – krajowy	9,53	7,97	8,26	8,50	8,67
Gaz ziemny – import	8,80	8,01	8,31	8,55	8,71
Uran – import	0,33	0,33	0,33	0,34	0,34
Paliwa ciekłe	4,75	7,64	8,64	9,31	9,81
Odpady komunalne	3,46	4,01	4,19	4,48	4,62
Biomasa	5,51	6,71	6,77	6,72	6,66
Biogaz	3,96	4,24	4,37	4,51	4,65
Pozostałe	3,46	4,01	4,19	4,48	4,62

Źródło: opracowanie własne na podstawie NEA, IEA, Projected...

Wykorzystanie surowców energetycznych takich jak węgiel kamienny i brunatny wiąże się z emisją CO₂ do atmosfery, dlatego w modelu uwzględniono również opłaty za emisję CO₂. Na podstawie (ARE 2011) założono, że w roku 2015 cena uprawnień do emisji wyniesie 16 EUR(2010)/Mg, a w kolejnych okresach czasu wzrośnie do poziomu 27 EUR(2010)/Mg w 2020 roku i 30 EUR(2010)/Mg w roku 2025. W roku 2030 autorzy założyli, że cena zanotuje dalszy wzrost do 33 EUR(2010)/Mg, utrzymując trend z okresu 2020–2025 (WEO 2009, 2010).

Opracowana na potrzeby modelu prognoza zapotrzebowania na energię elektryczną do roku 2030 wykazuje w stosunku do innych opracowań dość ostrożny wzrost popytu. Porównanie prognoz zapotrzebowania na energię elektryczną z różnych źródeł przedstawiono na rysunku 2.



Rys. 2. Porównanie prognoz zapotrzebowania na energię elektryczną z różnych źródeł
 Źródło: opracowanie własne na podstawie PSE 2010; MG 2009; Gawlik, red. 2013

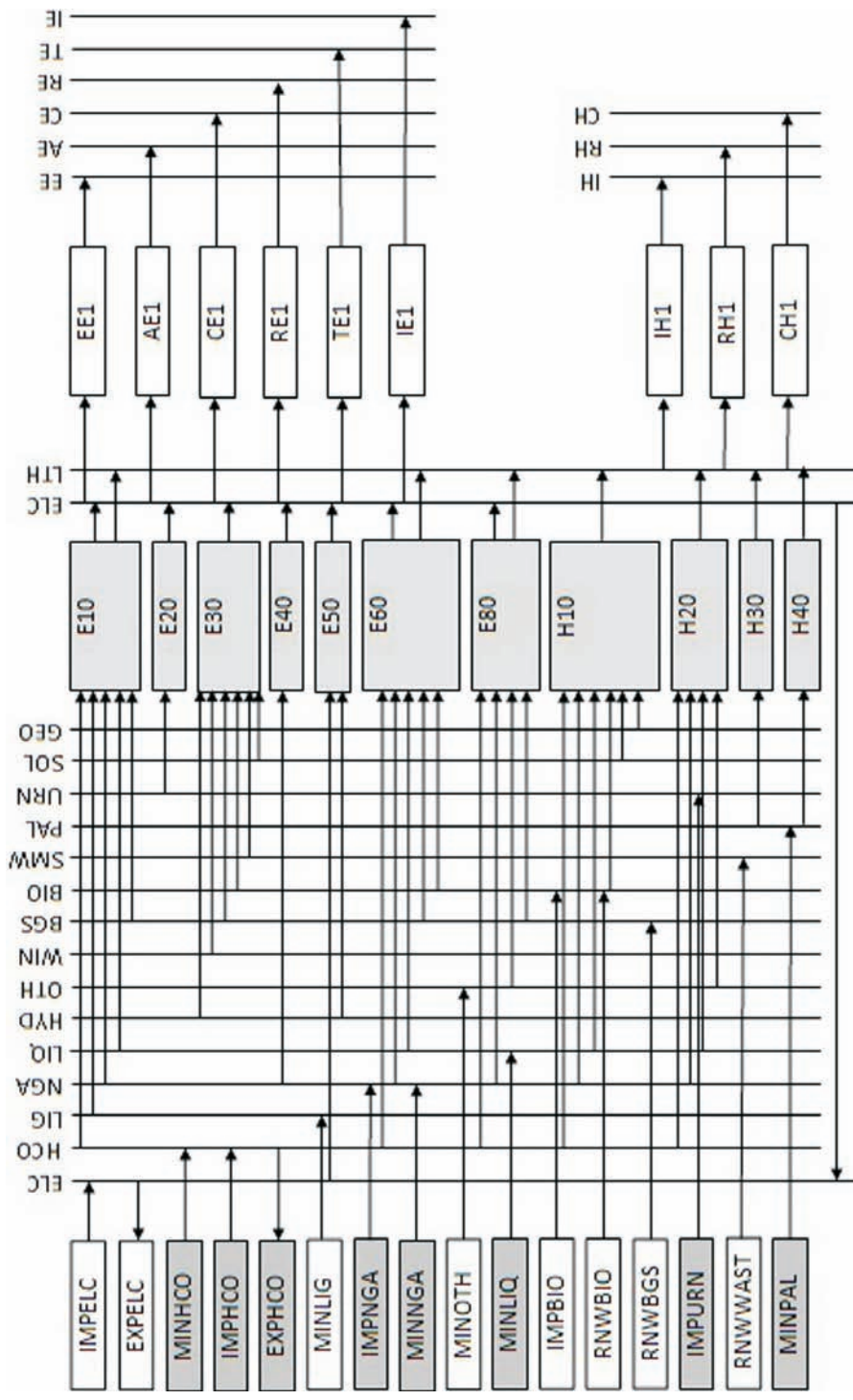
Fig. 2. The comparison of forecasts of demand for electricity from different sources

Jednym z kroków związanych z budową modelu w programie MARKAL jest konieczność zbilansowania przepływów nośników energii na wszystkich poziomach systemu energetycznego, to jest: energii pierwotnej, energii wtórnej, energii finalnej i energii użytecznej (usługi energetyczne).

Rysunek 3 przedstawia schemat opracowanego modelu, jego elementy oraz złożoność. Diagram prezentuje rodzaje surowców energetycznych uwzględnionych w modelu, opcje dostaw/odbioru surowców i towarów, technologie konwersji odpowiadające za wytwarzanie energii elektrycznej i/lub ciepła oraz technologie końcowego zużycia energii przetwarzające energię na usługę energetyczną. Zapotrzebowanie na energię końcową zostało zdefiniowane sektorowo, osobno dla energii elektrycznej i ciepła.

Horyzont długookresowy modelu nakłada na jego użytkownika obowiązek przygotowania nie tylko prognoz zapotrzebowania na energię czy kosztów pozyskania zasobów energetycznych, ale również zmiany technologii wytwórczych, a tym samym rodzaju stosowanych surowców energetycznych.

W przedmiotowym modelu zastosowano podział technologii wytwarzania energii elektrycznej i/lub ciepła na elektrownie, elektrociepłownie i ciepłownie. Dodatkowo obiekty wytwórcze podzielono na zawodowe i przemysłowe. Elektrownie zawodowe sklasyfikowano jako obiekty oparte na węglu brunatnym oraz węglu kamiennym. Uwzględniono wycofywanie obiektów wytwórczych z eksploatacji i ich zastępowanie nowymi mocami, dlatego technologie wytwórcze podzielono również na istniejące oraz nowe. Dla istniejących elektrowni i elektrociepłowni opracowano prognozę mocy zainstalowanej w tych jednostkach w poszczególnych okresach czasowych modelu. Prognozę tę oparto na założeniach planu (PSE 2010) oraz własnych założeniach, uwzględniających rok budowy jednostki i informacje o modernizacjach.



Rys. 3. Schemat modelu opracowanego w programie MARKAL
 Źródło: opracowanie własne na podstawie Jaskólski 2012a, Krzemień i in. 2013

Fig. 3. The diagram of the model carried out in the MARKAL program

Objaśnienia do rysunku 3

HCO – węgiel kamienny	MINLIG – wydobycie węgla brunatnego
LIG – węgiel brunatny	MINNGA – wydobycie gazu ziemnego
NGA – gaz ziemny	IMPNGA – import gazu ziemnego
LIQ – paliwa ciekłe	MINOTH – wydobycie paliw pozostałych
HYD – energia wodna	MINLIQ – wydobycie paliw ciekłych
OTH – pozostałe paliwa	RNWBIO – pozyskanie biomasy
WIN – energia wiatru	IMPBIO – import biomasy
BGS – biogaz	RNWBGS – pozyskanie biogazu
BIO – biomasa	IMPURN – import uranu
SMW – odpady komunalne stałe	RNWWAST – pozyskanie odpadów
PAL – paliwa dla lokalnych źródeł ciepła	MINPAL – wydobycie paliw dla lokalnych źródeł ciepła
URN – uran	IMPELC – import energii elektrycznej
SOL – energia słoneczna	EXPELC – eksport energii elektrycznej
GEO – energia geotermalna	EE – zapotrzebowanie na energię elektryczną (sektor energii)
ELC – energia elektryczna	AE – zapotrzebowanie na energię elektryczną (rolnictwo)
E10 – elektrownie ciepłowne zawodowe	CE – zapotrzebowanie na energię elektryczną (usługi i handel)
E20 – elektrownie jądrowe	RE – zapotrzebowanie na energię elektryczną (gospodarstwa domowe)
E30 – elektrownie niezależne – OZE	TE – zapotrzebowanie na energię elektryczną (transport, gospodarka magazynowa)
E40 – elektrownie oparte na gazie ziemnym	IE – zapotrzebowanie na energię elektryczną (przemysł, budownictwo)
E50 – elektrownie wodne, szczytowo-pompowe	IH – zapotrzebowanie na ciepło (przemysł, budownictwo, rolnictwo)
E60 – elektrociepłownie zawodowe i niezależne	RH – zapotrzebowanie na ciepło (gospodarstwa domowe)
E80 – elektrociepłownie przemysłowe	CH – zapotrzebowanie na ciepło (usługi)
LTH – ciepło niskotemperaturowe z sieci ciepłowniczej	EE1, AE1, CE1, RE1, TE1, IE1, IH1, RH1, CH1 – technologie odpowiadające zapotrzebowaniu na energię elektryczną /ciepło dla poszczególnych sektorów
H10 – ciepłownie zawodowe	
H20 – ciepłownie niezawodowe	
H30 – lokalne źródła ciepła	
H40 – indywidualne źródła ciepła	
MINHCO – wydobycie węgla kamiennego	
IMPHCO – import węgla kamiennego	
EXPHCO – eksport węgla kamiennego	

W modelu występują elektrownie spalające gaz ze zintegrowanej instalacji zgazowania węgla kamiennego oraz brunatnego, a także paliwo jądrowe (reaktory wodne ciśnieniowe PWR III generacji). Uwzględniono również elektrownie na biomasę, biogazowe i wiatrowe. W grupie technologii zawodowych ujęto elektrownie wodne na dopływie naturalnym, szczytowo-pompowe oraz z członem pompowym. W związku z sezonowością pracy odnawialnych źródeł energii konieczne było uwzględnienie tzw. jednostek gazowych interwencyjnych. W sumie w modelu ujęto ponad 50 grup wytwórczych technologii energetycznych.

W programie MARKAL uwzględnia się wskaźniki emisyjne. W modelu zostały wprowadzone wartości emisji zanieczyszczeń powietrza (tlenek węgla, dwutlenek węgla, dwutlenek siarki, dwutlenek azotu, pyły) odniesione do jednostki produkcji towaru/nośnika.

W modelu wzięto pod uwagę opłaty za emisję zanieczyszczeń pyłowo-gazowych do powietrza (tlenek węgla, dwutlenek węgla, dwutlenek siarki, dwutlenek azotu, pyły). Wysokość opłat ustalono na podstawie (Obwieszczenie...) przyjmując trend wzrostowy w kolejnych latach. Dla technologii wytwórczych opracowano charakterystyki techniczno-ekonomiczne obejmujące m.in.:

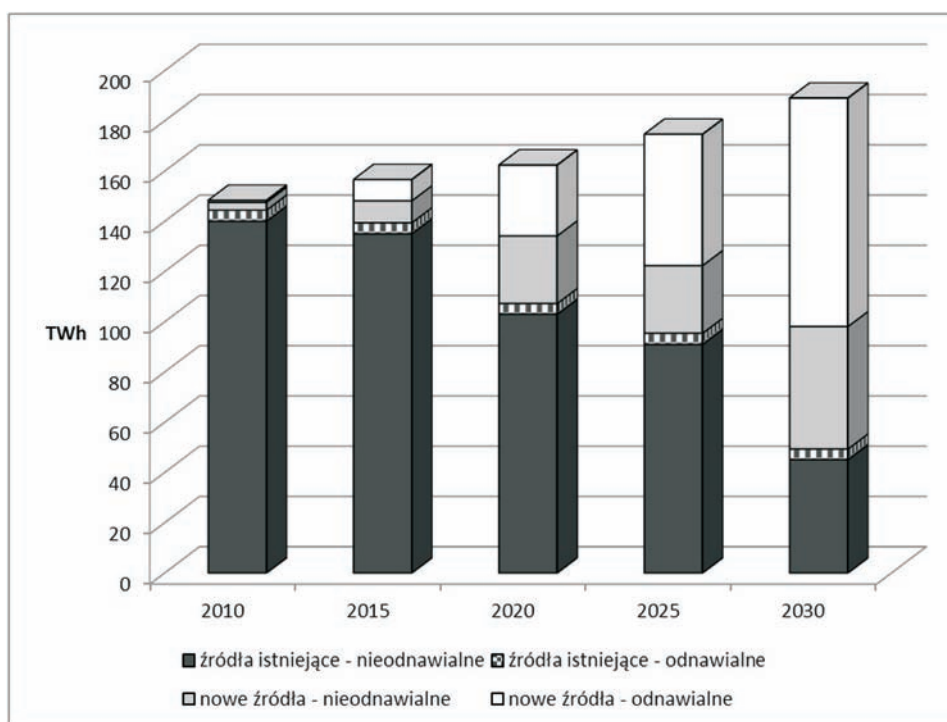
- 1) dane dotyczące okresu użytkowania,
- 2) rok, w którym technologia staje się dostępna,
- 3) jednostkowe nakłady inwestycyjne na budowę obiektu/instalacji,
- 4) jednostkowe koszty eksploatacyjne zmienne,
- 5) jednostkowe koszty eksploatacyjne stałe,
- 6) wskaźnik zużycia paliw do produkcji jednostki energii wyjściowej,
- 7) wskaźniki emisji na jednostkę produkcji nośnika podstawowego,
- 8) wskaźniki sezonowości wykorzystania mocy zainstalowanej odnawialnych źródeł energii,
- 9) udział mocy zainstalowanej poszczególnych technologii w pokrywaniu szczytowego zapotrzebowania na moc,
- 10) wskaźniki skojarzenia dla elektrociepłowni i elektrowni ciepłych,
- 11) wskaźniki dostępności technologii, oznaczające maksymalny stopień wykorzystania mocy zainstalowanej w roku.

W modelu uwzględniono nakłady inwestycyjne, koszty eksploatacyjne związane z siecią dystrybucji i infrastrukturą przesyłową energii elektrycznej oraz ciepła niskotemperaturowego. Wyznaczono również ścieżkę starzenia się elektrowni, ciepłowni i elektrociepłowni (PSE 2010; Krzemień i in. 2013).

2. Wyniki modelowania

Uzyskane wyniki pracy przedstawiają optymalną, z punktu widzenia modelu optymalizacyjnego, ścieżkę pozyskania energii elektrycznej i ciepła oraz paliw stosowanych do ich produkcji do roku 2030. Przedstawiono propozycję rozwiązań technologicznych nowych elektrowni, elektrociepłowni oraz ciepłowni – zarówno scentralizowanych, jak i rozproszonych, z uwzględnieniem zasobów energii odnawialnej. Wyniki prezentują również nakłady finansowe

niezbędne do realizacji przyjętego scenariusza, wynikającego z konieczności zrealizowania zapisów dyrektywy 2009/28/WE, nakładającej obowiązek budowy nowych źródeł wytwórczych opartych na zasobach odnawialnych. Wyniki przeprowadzonych badań i optymalizacji modelu potwierdzają, że struktura wykorzystania surowców do produkcji energii elektrycznej i ciepła w Polsce do roku 2030 ulegnie dużym zmianom. Struktura źródeł wytwórczych w roku 2010 zdominowana była przez obiekty zasilane węglem kamiennym i brunatnym, a udział źródeł odnawialnych wynosił jedynie 6,9% (ARE Statystyka). W wyniku optymalizacji modelu struktura produkcji energii elektrycznej w Polsce w roku 2020 kształtować się będzie w stosunku 4:1 odpowiednio dla źródeł konwencjonalnych (80%) i OZE (20%). Natomiast w roku 2030 udział ten może wynosić 1:1 z czego nowe źródła OZE będą stanowiły 48,1%, a nowe źródła konwencjonalne 25,8%. Strukturę produkcji energii elektrycznej w Polsce do roku 2030 z podziałem na źródła odnawialne i nieodnawialne przedstawiono na rysunku 4.

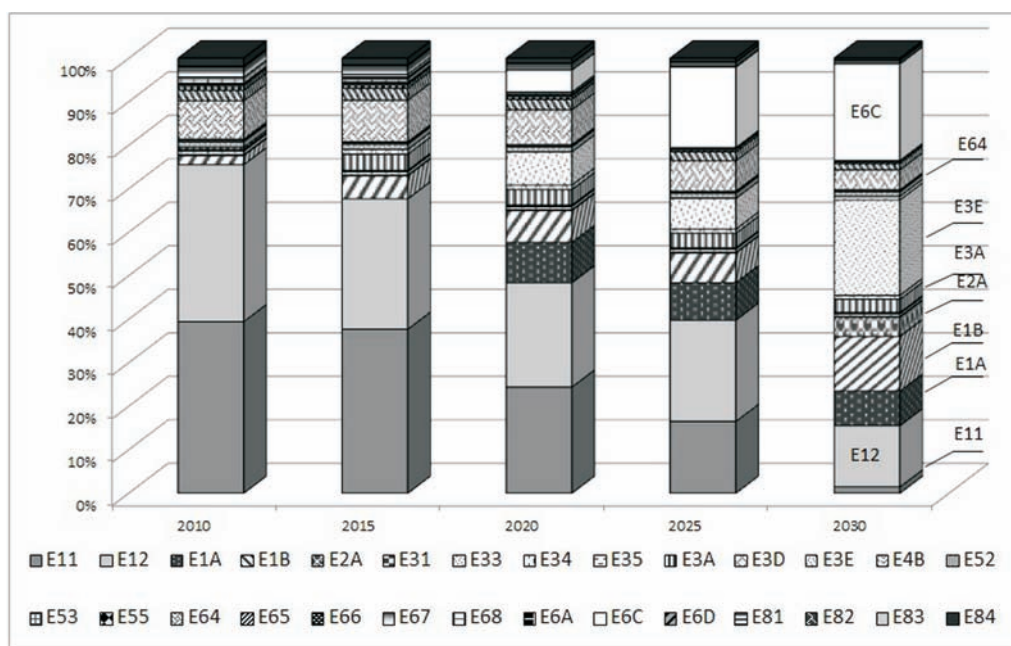


Rys. 4. Struktura produkcji energii elektrycznej w Polsce do roku 2030 z podziałem na źródła odnawialne i nieodnawialne

Fig. 4. The structure of electricity production in Poland to 2030 – divided into renewable and non-renewable sources

Od 2015 roku w systemie należałoby wprowadzić nowe elektrociepłownie zawodowe na biomasę (oznaczone jako E6C), które początkowo z udziałem na poziomie 0,54% w strukturze źródeł wytwórczych, po roku 2020 stanowi 5,1%, a w roku 2025 osiągnęłyby 18,5%. W roku 2030 byłyby to obok układów gazowo-parowych GTCC ze zgazowaniem biomasy (E3E)

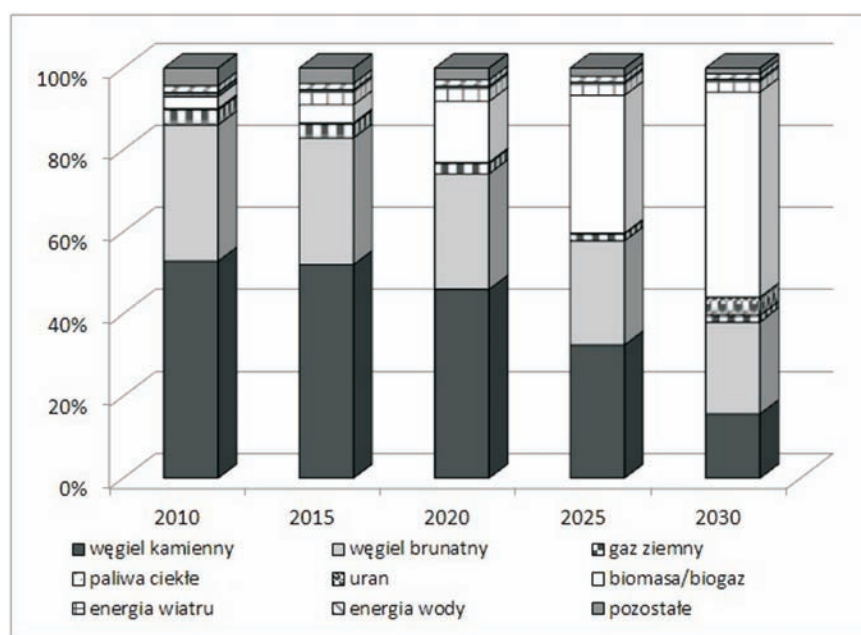
dominujące źródła wytwarzające energię elektryczną w kraju. Nowe elektrownie ciepłe zawodowe na węgiel kamienny (E1A) wprowadzane od roku 2015 oraz elektrownie ciepłe zawodowe na węgiel brunatny (E1B) produkowałyby w roku 2020 łącznie około 16,6% energii elektrycznej w krajowym systemie energetycznym. Od roku 2025 zostałyby wprowadzone elektrownie jądrowe, a ilość paliwa jądrowego w zużyciu paliw ogółem w tym okresie nie przekroczyłaby 5%. Strukturę produkcji energii elektrycznej według poszczególnych źródeł wytwórczych przedstawiono na rysunku 5.



Rys. 5. Struktura produkcji energii elektrycznej w Polsce do roku 2030 według źródeł wytwórczych
 E11 – elektrownie ciepłe zawodowe na węgiel kamienny; E12 – elektrownie ciepłe zawodowe na węgiel brunatny; E1A – elektrownie ciepłe zawodowe na węgiel kamienny – nowe (od 2015);
 E1B – elektrownie ciepłe zawodowe na węgiel brunatny – nowe (od 2010); E2A – elektrownie jądrowe nowe z reaktorami PWR (Pressurized Water Reactor) (od 2025); E31 – elektrownie wodne przepływowe – niezależne;
 E33 – elektrownie wiatrowe; E34 – elektrownie biogazowe; E35 – elektrownie na biomasę;
 E3A – farmy wiatrowe – nowe (od 2010); E3D – elektrownie ze zgazowaniem upraw energetycznych (biomasa);
 E3E – układ gazowo-parowy GTCC ze zgazowaniem biomasy; E4B – elektrownie ciepłe zawodowe na gaz ziemny – nowe (od 2015); E52 – elektrownie wodne zawodowe pozostałe (z dopływu naturalnego);
 E53 – elektrownie szczytowo-pompowe; E55 – elektrownie z członem pompowym;
 E64 – elektrociepłownie zawodowe – EC1 (moc el. od 200 MW); E65 – elektrociepłownie zawodowe – EC2 (moc el. od 100 do 199 MW); E66 – elektrociepłownie zawodowe – EC3 (moc el. od 50 do 99 MW);
 E67 – elektrociepłownie zawodowe – EC4 (moc el. do 49 MW); E68 – elektrociepłownie niezależne – ECN;
 E6A – elektrociepłownie zawodowe na węgiel kamienny – nowe (od 2015); E6C – elektrociepłownie zawodowe na biomasę – nowe (od 2015); E6D – elektrociepłownie biogazowe (nowe); E81 – elektrociepłownie przemysłowe na węgiel kamienny; E82 – elektrociepłownie przemysłowe na gaz ziemny; E83 – elektrociepłownie przemysłowe na biomasę i biogaz; E84 – elektrociepłownie przemysłowe na inne paliwa

Fig. 5. The structure of electricity production in Poland by generation sources up to 2030

Zużycie węgla kamiennego na potrzeby produkcji energii elektrycznej ogółem powinno się zmniejszyć się z poziomu 52,8% w roku 2010, poprzez 46% w roku 2020 do 15,7% w roku 2030. Tendencję malejącą wykazuje również zużycie węgla brunatnego, z poziomu 33,3% w 2010 do 22,4% w roku 2030. Udział gaz ziemnego kształtuje się na niskim, kilkuprocentowym poziomie w całym okresie badanym. Strukturę zużycia paliw do produkcji energii elektrycznej do roku 2030 przedstawiono na rysunku 6.

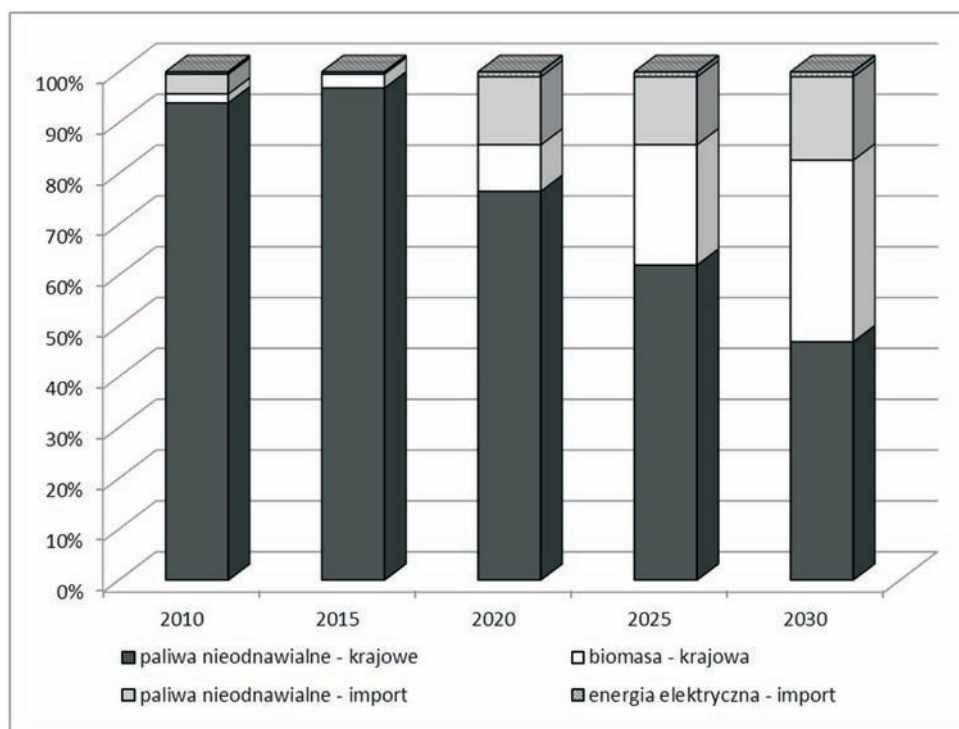


Rys. 6. Struktura zużycia nośników energii do produkcji energii elektrycznej do roku 2030

Fig. 6. The structure of the consumption of energy carriers for production of electricity by 2030

Niski udział gazu ziemnego w strukturze paliwowej polskiej elektroenergetyki jest wynikiem braku efektywności ekonomicznej dla budowy jednostek gazowych w Polsce w przeszłości. Wysokie ceny gazu (w porównaniu z cenami węgla) oraz nieuwzględnianie kosztów emisji CO₂ skutkowało brakiem inwestycji w jednostki oparte na paliwie gazowym. Zwiększający się udział źródeł odnawialnych pracujących w sposób sezonowy, w szczególności elektrownie wiatrowe, stwarza konieczność budowy w rzeczywistym systemie elektroenergetycznym, a tym samym uwzględnienia w modelu tzw. mocy interwencyjnych. Jednostki gazowe interwencyjne zdolne są do pokrywania chwilowych deficytów mocy w systemie, ale charakteryzują się niskim czasem wykorzystania mocy w roku. To z kolei ma istotny wpływ na rodzaj stosowanego surowca energetycznego. Duże nakłady inwestycyjne na budowę tych jednostek oraz konieczność uiszczania opłat stałych za gaz systemowy lub budowa zbiorników na magazynowanie oleju opałowego wpływają negatywnie na konkurencyjność tych technologii.

Sumaryczny udział krajowych surowców energetycznych takich jak: węgiel kamienny, brunatny, paliwa płynne czy gaz ziemny, wykorzystywanych do produkcji energii elektrycznej/ciepła będzie znacząco się zmniejszał z poziomu 96,8% w roku 2015, poprzez 76,5% w roku 2020 do 46,9% w roku 2030. Udział krajowej biomasy w roku 2030 w modelu stanowi 35,7%. Importowane surowce energetyczne w roku 2030 stanowiłyby aż 16,4% w strukturze pozyskania energii ogółem. Dopelnieniem bilansu energii pierwotnej jest import energii elektrycznej na poziomie 1%. Strukturę pozyskania energii do roku 2030 z podziałem na dostawy krajowe i nośniki z importu przedstawiono na rysunku 7.



Rys. 7. Struktura pozyskania energii do roku 2030 z podziałem na dostawy krajowe i nośniki z importu

Fig. 7. The structure of obtaining energy with the division into domestic and imported supply by 2030

W modelu założono eksport węgla kamiennego na poziomie 196 PJ/rok w całym okresie badanym. Jest to najniższy poziom eksportu węgla kamiennego w Polsce, jaki wystąpił w ostatnich 10 latach. W stosunku do roku 2005 eksport tego surowca zmniejszył się o ponad 60% (GUS 2013b).

Sumaryczne nakłady inwestycyjne w krajowym systemie elektroenergetycznym w całym okresie 2010–2030 wyniosły 92 803 mln EUR. Ponad 35% tej kwoty przypada na inwestycje w źródła konwencjonalne, a blisko 60 000 mln EUR na obiekty odnawialne. Największe nakłady inwestycyjne na poziomie 28 025 mln EUR występują dla układów kogeneracyjnych opalanych biomasą, układów gazowo-parowych GTCC ze zgazowaniem biomasy (23 131 mln EUR) oraz elektrowni na węgiel brunatny (11 439 mln EUR).

Podsumowanie

Określenie struktury krajowego systemu energetycznego do roku 2030 jest zagadnieniem złożonym i wymaga wielokierunkowego podejścia. Realizacja celów dyrektywy 2009/28/WE wpływa bezpośrednio na cały system energetyczny i oddziałuje na pozostałe sektory gospodarki. Wyniki modelowania pokazują, że jest możliwe zrealizowanie celów unijnych dotyczących zwiększenia udziału źródeł odnawialnych w zużyciu energii na wymaganych poziomach przy spełnieniu jednocześnie podstawowych zadań. Zadania te to działanie systemu energetycznego w sposób ciągły i nieprzerwany, tak aby zaspokoić potrzeby odbiorców energii pod względem ilościowym i jakościowym. Innym czynnikiem jest zastosowanie kryterium ekonomicznego czyli jak najtańszego sposobu pozyskania energii, które w pracy zrealizowano przy użyciu programu optymalizacyjnego MARKAL. Szacowane nakłady inwestycyjne do roku 2030 na przebudowę infrastruktury energetycznej wyniosą 92 803 mln EUR. Udział krajowego węgla brunatnego w strukturze pozyskania energii na potrzeby sektora elektroenergetycznego zmniejszy się nieznacznie z poziomu 19,9% w roku 2010 do 17% w roku 2030. W wyniku optymalizacji i nałożonych ograniczeń w modelu występuje mocny, systematyczny w całym okresie spadek ilości zużywanego krajowego węgla kamiennego do 5,1% w roku 2030. Słaba pozycja krajowego węgla kamiennego związana jest ze wzrostem udziału węgla kamiennego z importu do poziomu 13,3% i krajowej biomasy. Ilość krajowego węgla kamiennego i brunatnego zużywanego w sektorze energetycznym przekłada się na pozycję całego sektora górniczego w Polsce. W modelu, w którym zastosowano kryterium ekonomiczne, nie uwzględniono jednego, istotnego czynnika, jakim są koszty społeczne w postaci utraconych miejsc pracy w górnictwie. Konieczność restrukturyzacji polskiego górnictwa oraz rozszczenia pracowników tego sektora na pewno zmieniłyby uzyskaną w modelu strukturę.

Literatura

- ARE. Statystyka elektroenergetyki polskiej (rocznik). Agencja Rynku Energii SA, numery z lat 2006, 2009, 2010, 2012. Warszawa.
- ARE 2011. Aktualizacja prognozy zapotrzebowania na paliwa i energię do roku 2030. Agencja Rynku Energii SA, Warszawa.
- Dyrektywa 2009. Dyrektywa parlamentu europejskiego i rady 2009/28/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (Dz.U. UE L 09.140.16).
- GAWLIK, L., red. 2013. *Węgiel dla polskiej energetyki w perspektywie 2050 roku – analizy scenariuszowe*. Górnicza Izba Przemysłowo-Handlowa, Katowice.
- GUS 2013a. Zużycie paliw i nośników energii w 2012 r. Główny Urząd Statystyczny (GUS), Warszawa, 8 s.
- GUS 2013b. Energia. Główny Urząd Statystyczny (GUS), Warszawa.
- IEA. International Energy Agency; dostęp poprzez: <http://www.iea.org/>
- JASKÓLSKI, M. 2012a. Application of MARKAL model to optimisation of electricity generation structure in Poland in the long-term time horizon. Part I – concept of the model. *Acta Energetica* 3/12, s. 15–20.



- JASKÓLSKI, M. 2012b. Application of MARKAL model to optimisation of electricity generation structure in Poland in the long-term time horizon. Part II. Model and forecasts assumptions. *Acta Energetica* 4/13, s. 4–13
- KAMIŃSKI, J., 2010. Modelowanie systemów energetycznych – ogólna metodyka budowy modeli. *Polityka Energetyczna – Energy Policy Journal* t. 13, z. 2, s. 219–226.
- KE 2007. Komunikat Komisji do Rady Europejskiej i Parlamentu Europejskiego – Europejska polityka energetyczna {SEK(2007) 12} /* COM/2007/0001 końcowy */.
- KRZEMIENIŃ i in. 2013 – KRZEMIENIŃ, J., JASKÓLSKI, M. i JĘDRYSIK, E. 2013. Badania modelowe wykorzystania potencjału energetycznego biomasy w Polsce przy użyciu narzędzia optymalizacyjnego MARKAL. *Energetyka. Problemy Energetyki i Gospodarki Paliwowo-Energetycznej*, Katowice. s. 403–407.
- KUDEŁKO, M., 2005. Znaczenie analizy systemowej w prognozowaniu rozwoju sektorów paliwowo-energetycznych Polski. *Polityka Energetyczna – Energy Policy Journal* t. 8, z. spec., s. 245–260.
- LOULOU i in. 2004 – LOULOU, R., GOLDSTEIN, G. i NOBLE, K. 2004. *Documentation for the MARKAL Family of Models*. Energy Technology Systems Analysis Programme.
- MG 2009. *Prognoza zapotrzebowania na paliwa i energię do 2030 roku. Załącznik 2 do Polityki energetycznej Polski do 2030 roku*. Warszawa.
- MG 2010. *Krajowy plan działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych*. Warszawa.
- NEA. Nuclear Energy Agency; dostęp poprzez: <http://www.oecd-nea.org/>
- Obwieszczenie... – *Obwieszczenie Ministra Środowiska w sprawie wysokości stawek opłat za korzystanie ze środowiska (lata 2005–2014)*.
- PLUTA i in. 2012 – PLUTA, M., WYRWA, A., MIROWSKI, T. i ZYCEK, J. 2012. Wyniki wstępnych badań nad długookresowym rozwojem krajowego systemu wytwarzania energii elektrycznej w Polsce. *Polityka Energetyczna – Energy Policy Journal* t. 15, z. 4, s. 85–96.
- Projected... 2010. *Projected Costs of Generating Electricity*. Organisation for Economic Co-operation and Development (OECD). Edition 2010, Paris.
- PSE 2010. *Plan rozwoju PSE Operator SA do 2025 roku*. Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA, Konstancin–Jeziorna.
- SOŁTYSIK, M. i MUCHA-KUŚ, K. 2013, Studium nad efektywnością mechanizmów wspierających na przykładzie wysokosprawnej kogeneracji węglowej. *Zeszyty Naukowe Wydziału Elektrotechniki i Politechniki Gdańskiej* Nr 33, 47–50 s.
- SUWAŁA, W. 2013. Problemy budowy i wykorzystania modeli komputerowych w gospodarce paliwami i energią. *Polityka Energetyczna – Energy Policy Journal* t. 16, z. 3, s. 47–58.
- SZCZERBOWSKI, R. 2014. Modelowanie systemów energetycznych – charakterystyka wybranych modeli. *Polityka Energetyczna – Energy Policy Journal* t. 17, z. 3, s. 147–156.
- SZUFLICKI i in., red. 2013 – SZUFLICKI, M., MALON, A. i TYMIŃSKI, M. red. 2013. *Bilans zasobów złóż kopalin w Polsce według stanu na 31 XII 2012 r.* Państwowy Instytut Geologiczny-Państwowy Instytut Badawczy, Warszawa.
- WEO 2009, 2010. *World Energy Outlook 2009, 2010*. Organisation for Economic Co-operation and Development/International Energy Agency.

Joanna KRZEMIENI, Marcin JASKÓLSKI

Model studies of the structure of the national energy system in the light of the provisions of Directive 2009/28/EC

Abstract

The European Directive 2009/28/EC imposes on Poland an obligation to increase the share of energy from renewable sources to 20% of total energy consumption by 2030. The implementation of that objective most certainly will result in significant changes to the current energy system infrastructure, which is based significantly on national energy sources such as hard coal and lignite. Poland possesses significant resources of hard coal and lignite, and is one of the largest producers not only in Europe but also worldwide. That situation has guaranteed high energy security for many years and a relatively low dependence on imported energy sources. However, in the light of the long-term energy policy, national structure will be changing. In order to determine the shape of the national energy system and the role of coal and lignite in power production in the light of the provisions of that Directive, an analysis of all conditions affecting the subject of study should be carried out. Economic criterion is one of the main elements of each decision-making process when determining the optimal allocation of energy resources. All of these factors contribute to the suitability of the use of computer programs as forecasting, simulation and optimization tools. For the purposes of the analysis, a model the forecasting functioning of the national energy system by 2030 in the light of requirements imposed was created. Above-mentioned aspects and constraints were taken into account and the whole model was optimized. The model was developed using the MARKAL program, which is an optimizing tool, applied to the integrated energy and environmental planning. This work presents the model results of the design of the national energy system and position of hard coal and lignite in the structure of energy production by 2030 taking into account the implementation of the obligation to increase the contribution of energy from renewable sources.

KEY WORDS: MARKAL, linear programming, energy system modelling

