



Przemysław KASZYŃSKI\*

## Koncepcja implementacji regulacji środowiskowych w długoterminowym modelu systemu wytwarzania energii elektrycznej

**STRESZCZENIE:** Państwa, których energetyka bazuje na jednostkach wykorzystujących węgiel kamienny i brunatny do produkcji energii, stoją przed wyzwaniem dostosowania swojego sektora energetycznego do wymagań środowiskowych stawianych i uchwalanych na szczeblu Unii Europejskiej. Badanie wpływu tych regulacji na przyszły kształt i funkcjonowanie sektora wytwarzania energii elektrycznej jest zadaniem złożonym i wymaga zastosowania właściwych metod i narzędzi. Powszechnie stosuje się w tym celu metodykę matematycznego modelowania systemów, dzięki której możliwe jest zbudowanie odpowiedniego narzędzia (modelu). Problemem jest przełożenie zapisów i instrumentów wdrożonych wraz z przyjęciem poszczególnych regulacji środowiskowych na odpowiednie równania w modelu długoterminowym, tak by prawidłowo odzwierciedlić ich sens. Celem artykułu jest zaproponowanie koncepcji implementacji regulacji środowiskowych w długoterminowym modelu sektora wytwarzania energii elektrycznej. Aby to zrealizować zidentyfikowano i scharakteryzowano najistotniejsze regulacje środowiskowe oddziałujące na sektor wytwórczy w kontekście jego długoterminowego funkcjonowania i rozwoju, tj. dyrektywę w sprawie ustanowienia systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych (tzw. dyrektywa EU ETS), dyrektywę w sprawie emisji przemysłowych (tzw. dyrektywa IED), dyrektywę w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (tzw. dyrektywa OZE) oraz dyrektywę w sprawie efektywności energetycznej. Następnie, dla każdej z wymienionych regulacji przedstawiono sposób implementacji (ceny uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>, wskaźniki emisji zanieczyszczeń, minimalny udział OZE, redukcja zapotrzebowania na moc itd.) w modelu matematycznym.

**SŁOWA KLUCZOWE:** modelowanie długoterminowe, regulacje środowiskowe, sektor wytwarzania energii elektrycznej

---

\* Mgr inż., asystent – Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN, Kraków; e-mail: kaszynski@meeri.pl

## Wprowadzenie

Konsekwentnie prowadzona przez Komisję Europejską polityka ograniczania negatywnego oddziaływania przemysłu i energetyki na środowisko przynosi wiele rozwiązań i regulacji, które w coraz większym stopniu wpływają i będą wpływać w przyszłości na krajowy sektor wytwarzania energii elektrycznej. Z uwagi na fakt, że ma on strategiczne znaczenie dla gospodarki oraz jest bezpośrednio powiązany z sektorem dostaw paliw, wszelkie zmiany w jego funkcjonowaniu będą miały wpływ także na sektory powiązane oraz poprzez ceny energii elektrycznej, również na mieszkańców danego państwa.

Działania podejmowane przez Komisję Europejską skierowane są z jednej strony na ograniczenie szkodliwych emisji zanieczyszczeń i gazów cieplarnianych pochodzących przede wszystkim z sektora wytwarzania energii elektrycznej, a z drugiej strony na promocję i wspieranie rozwoju jednostek wytwórczych wykorzystujących odnawialne zasoby energii (OZE). W celu realizacji wymienionych działań przyjmowane są na szczeblu unijnym odpowiednie dyrektywy, które następnie transponuje się do prawodawstwa krajów członkowskich. Należy tu przede wszystkim wymienić dyrektywę w sprawie ustanowienia systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych (2003/87/WE), dyrektywę w sprawie emisji przemysłowych (2010/75/UE), czy dyrektywę w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (2009/28/WE).

Badanie wpływu poszczególnych regulacji na system, którego dotyczą, jest zadaniem złożonym i wymaga zastosowania odpowiednich metod i narzędzi. Zagadnieniami tymi zajmują się badania operacyjne, w szczególności matematyczne modelowanie systemów, dzięki któremu można zbadać wpływ wybranej grupy elementów i/lub relacji występujących między tymi elementami na złożony system odzwierciedlony w danym modelu (więcej o ogólnej metodyce budowy modeli można znaleźć w pracach Sierksma 2002; Kamiński 2010; Suwała 2011). W przypadku sektora wytwarzania energii elektrycznej i nakładanych na ten sektor regulacji środowiskowych należy przeprowadzić badania długofalowych skutków poszczególnych rozwiązań. Specyfika i strategiczne znaczenie sektora dla bezpieczeństwa energetycznego powoduje, że zmiany struktury wytwórczej czy miksu paliwowego następują powoli i są rozłożone na wiele lat.

Na potrzeby niniejszego artykułu wykorzystano opracowany i rozwijany w Pracowni Ekonomiki Energetyki Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN długoterminowy model matematyczny krajowego systemu wytwarzania energii elektrycznej – PolPower\_LR. Jest to model wykorzystujący podejście programowania matematycznego liniowego, zbudowany w środowisku modelowania GAMS (*General Algebraic Modelling System*) (szerzej Kamiński i in. 2015). Model jest aktualizowany i dostosowywany, tak by odzwierciedlał rzeczywistą sytuację w sektorze wytwarzania energii elektrycznej (aspekty techniczne i ekonomiczne jednostek wytwórczych, potencjał dostaw paliw, prognozę zapotrzebowania na moc, główne założenia polityk energetycznych i środowiskowych itd.). Za pomocą tego narzędzia możliwe jest prowadzenie wielowariantowych analiz dla zadanych scenariuszy badawczych, w długim horyzoncie czasowym. Dzięki temu można otrzymywać wyniki dotyczące wpływu określonych założeń, regulacji czy polityk, m.in. na: koszty całkowite i jednostkowe generacji energii elek-

trycznej, strukturę wytwórczą KSE (mix paliwowy), budowę nowych mocy wytwórczych (także poniesione nakłady inwestycyjne) czy poziom emisji zanieczyszczeń zarówno dla całego sektora, jak i poszczególnych technologii energetycznych. Badanie wpływu wybranych aspektów na sektor paliwowo-energetyczny z wykorzystaniem metod modelowania matematycznego było przedmiotem m. in. następujących prac: Mirzaesmaeeli i in. 2010 (wypełnienie celu redukcji CO<sub>2</sub>), Chiodi i in. 2013 (redukcja gazów cieplarnianych), Kudełko i in. 2011 (handel uprawnieniami do emisji), Krzemień i Jaskólski 2015 (wpływ dyrektywy 2009/28/WE). Wiele prac poświęconych było zastosowaniom modeli systemów energetycznych do oceny prowadzonych na szczeblu unijnym polityk środowiskowych (Capros i in. 2011; Cormio i in. 2002; Pang i in. 2014; Nakata 2004). Ponadto w publikacjach Kudełko 2003, Kamiński i Kudełko 2010 oraz Gawlik, red. 2013 zaprezentowano wieloaspektowe podejście w badaniach długoterminowych sektora energetycznego w Polsce.

W związku z powyższym, celem niniejszego artykułu jest przedstawienie wstępnej koncepcji implementacji regulacji środowiskowych w długoterminowym modelu rozwoju systemu wytwarzania energii elektrycznej. W rozdziale 2 scharakteryzowano najistotniejsze regulacje środowiskowe nałożone na sektor energetyczny. Rozdział 3 zawiera opis sposobu rozwiązania postawionego problemu, czyli uwzględnienia aspektów środowiskowych w długoterminowym modelu rozwoju systemu wytwarzania energii elektrycznej. Artykuł kończy podsumowanie, w którym przedstawiono najważniejsze wnioski z przeprowadzonych prac.

## 1. Regulacje środowiskowe wpływające na sektor elektroenergetyczny w Polsce

Jak wspomniano we wprowadzeniu, do najbardziej istotnych regulacji środowiskowych wdrożonych na poziomie Unii Europejskiej, które oddziałują i w dalszym ciągu będą oddziaływać na sektor paliwowo-energetyczny – a zwłaszcza podsektor wytwarzania energii elektrycznej – należy zaliczyć:

1) dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady 2003/87/WE w sprawie ustanowienia systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych (tzw. dyrektywa ETS) oraz dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/29/WE usprawniającą i rozszerzającą wspólnotowy system handlu emisjami;

2) dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE w sprawie emisji przemysłowych (tzw. dyrektywa IED), która zastąpiła m. in. dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady 2008/1/WE dotyczącą zintegrowanego zapobiegania zanieczyszczeniom i ich kontroli (tzw. dyrektywa IPPC) oraz dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady 2001/80/WE w sprawie ograniczenia emisji niektórych zanieczyszczeń do powietrza z dużych obiektów energetycznego spalania (tzw. dyrektywa LCP);

3) dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (tzw. dyrektywa OZE), zmieniającą i uchylającą dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady 2001/77/WE w sprawie wspierania produkcji na rynku wewnętrznym energii elektrycznej wytwarzanej ze źródeł odnawialnych;

4) dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady 2012/27/UE w sprawie efektywności energetycznej, uchylającą m.in. dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady 2006/32/WE w sprawie efektywności końcowego wykorzystania energii i usług energetycznych.

### 1.1. Europejski System Handlu Uprawnieniami do Emisji

Niezwykle istotną kwestią wpływającą na długoterminowy rozwój sektora wytwarzania energii elektrycznej, zwłaszcza opartego w dużej mierze na jednostkach wytwórczych opalanych węglem kamiennym i brunatnym jak ma to miejsce w Polsce, jest polityka klimatyczna Unii Europejskiej. Jednym z instrumentów tej polityki jest system handlu uprawnieniami do emisji EU ETS (*European Union Emissions Trading System*). Jego głównym celem jest obniżenie wielkości emisji gazów cieplarnianych w UE o 20% do roku 2020 (w stosunku do poziomów odniesienia z 1990 r.), co przekłada się na redukcję o 21% w sektorach objętych systemem oraz o 10% w pozostałych sektorach, w stosunku do poziomów emisji z 2005 r. Osiągnięcie tego celu powinno być realizowane w sposób efektywny ekonomicznie. Idea polega na wprowadzeniu opłat za emitowane gazy cieplarniane, głównie ditlenek węgla – CO<sub>2</sub>. Jest to system typu *cap-and-trade* („ograniczenie – handel”), którego realizacja odbywa się na poziomie przedsiębiorstw w sektorach objętych tym systemem. Rozliczenia dokonywane są na podstawie pozwoleń na emisję, tzw. EUAs (*EU emission Allowances*), którymi handel odbywa się m. in. na rynku giełdowym. Pozwolenia te można także uzyskać wymieniając stosowne certyfikaty unikniętych emisji (CER – *Certified Emission Reduction* oraz ERU – *Emission Reduction Unit*) pochodzące z mechanizmów elastycznych Protokołu z Kioto. Ponadto, w zależności od konkretnej fazy trwania systemu, całość lub część uprawnień do emisji była przydzielana darmowo (tzw. *grandfathering*). Sektory objęte tym systemem to przede wszystkim elektroenergetyka i ciepłownictwo, a także rafinerie ropy naftowej, koksownictwo, hutnictwo żelaza i stali czy przemysł cementowy.

Pierwsza faza systemu EU ETS została zapoczątkowana w 2005 r. i trwała trzy lata – do końca 2007 r. Był to okres pilotażowy, obejmujący głównie sektor elektroenergetyczny, potrzebny do przygotowania i przetestowania systemu przed kolejnym etapem. Zdecydowana większość pozwoleń na emisję została przyznana przedsiębiorstwom bezpłatnie, a opłata zastępcza została ustalona na poziomie 40 EUR/Mg CO<sub>2</sub>. Faza druga to okres obejmujący lata 2008–2012. W dalszym ciągu około 90% uprawnień zostało przyznane bezpłatnie, jednak zmniejszono ogólną liczbę przyznanych pozwoleń o 6,5% w porównaniu z rokiem 2005. Karną opłatę za nadmiarowe emisje ustalono na 100 EUR/Mg CO<sub>2</sub>. Ze względu na kryzys gospodarczy oraz umarzenie części emisji certyfikatami pochodzącymi z mechanizmów elastycznych ustanowionych pro-

tokołem z Kioto, powstała znaczna nadwyżka uprawnień na rynku, która spowodowała duży spadek cen (rys. 1).



Rys. 1. Średnie ceny uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> (EUA) w latach 2008–2015

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych EEA oraz DM Consus SA na podstawie danych z giełdy europejskich (dostęp <http://www.handel-emisjami-co2.cire.pl/>)

Fig. 1. Average EUAs prices for 2008–2015

Obecnie system znajduje się w trzeciej fazie realizacji. Na koniec tego okresu, który obejmuje lata 2013–2020, państwa członkowskie mają za zadanie obniżyć emisję gazów cieplarnianych zgodnie z głównymi założeniami. Dla sektorów objętych tym systemem (energetyka, ciepłownictwo, przemysł hutniczy, przemysł cementowy itd.) przekłada się to na redukcję gazów cieplarnianych o 21% w stosunku do emisji z 2005 roku (część sektorów, w tym transport, rolnictwo, mieszkalnictwo itd., była wyłączona z systemu ETS). Od 2013 roku obowiązuje limit emisji dla wszystkich krajów członkowskich (zastąpił limity krajowe), który jest zmniejszany co roku (do 2020) o stały wskaźnik równy 1,74%. Teoretycznie całość uprawnień dla sektora elektroenergetycznego powinna być kupowana na aukcjach, jednak niektórym krajom (w tym Polsce) przyznano derogacje, dzięki którym 70% pozwoleń w 2013 roku zostało przyznanych bezpłatnie. Docelowo, w 2020 roku 100% uprawnień miało być nabywanych w systemie aukcyjnym. Założenie to zostało jednak zmienione na spotkaniu Rady Europejskiej w październiku 2014 r. (Konkluzje Rady Europejskiej, październik 2014).

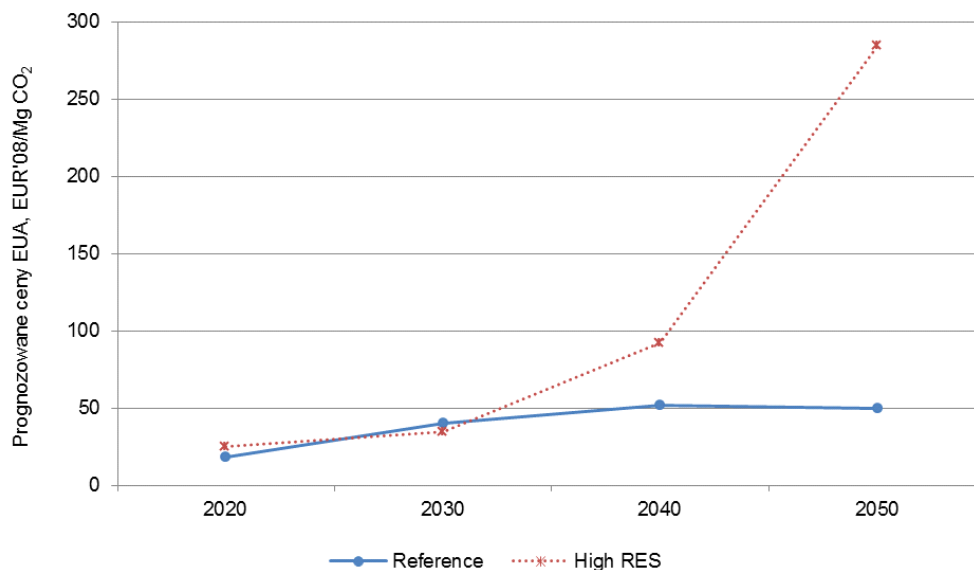
Z uwagi na nadpodaż uprawnień na rynku (o ok. 2 mld), co spowodowane było spowolnieniem gospodarczym (a co za tym idzie mniejszymi od prognozowanych emisjami) oraz dużą nadwyżką certyfikatów pochodzących z mechanizmów elastycznych protokołu z Kioto, ceny pozwoleń na aukcjach kształtowały się na poziomie 3–6 EUR/Mg CO<sub>2</sub> (rys. 1) i nie stanowiły

wystarczającej zachęty do działań redukujących emisje, inwestycji w nowe technologie oraz ogólnie transformacji w kierunku gospodarki niskoemisyjnej (*low-carbon economy*). W związku z tym Komisja Europejska postanowiła przenieść (*back-load*) około 900 mln uprawnień z lat 2014–2016 na lata 2019–2020, aby w ten sposób podnieść ceny na aukcjach (trend wzrostowy cen można zaobserwować na rys. 1).

Poza tym działaniem doraźnym i krótkoterminowym, postanowiono także o działaniu długoterminowym, które pozwoliłoby uniknąć braku równowagi na rynku w przyszłości. W tym celu ustanowiono tzw. rezerwę stabilizującą rynek EU ETS (MSR – *Market Stability Reserve*). Począwszy od roku 2019, w przypadku występowania nadwyżki uprawnień (powyżej 833 mln), 12% całkowitej puli pozwoleń znajdujących się w obiegu w roku  $n-2$ , powinno trafić do rezerwy. W przypadku, gdy liczba uprawnień do emisji będzie mniejsza od 400 mln, odpowiednia ilość pozwoleń z rezerwy zasili rynek (100 mln). Ponadto, gdy w rezerwie będzie mniej niż 100 mln uprawnień, w całości zostaną uwolnione.

Dodatkowo niepewna była przyszłość systemu EU ETS po 2020 roku. Jednak na spotkaniu Rady Europejskiej w październiku 2014 r., przyjęto konkluzje, które wyznaczają ramy polityki klimatycznej do roku 2030. Przede wszystkim zgodzono się na redukcję emisji gazów cieplarnianych w UE o 40% do 2030 roku (w stosunku do poziomu z 1990 r.). Przekłada się to na zmniejszenie emisji w sektorach objętych EU ETS o 43% oraz w sektorach, które do tej pory nie były objęte systemem handlu emisjami o 30% (w stosunku do poziomów z 2005 r.). W celu spełnienia powyższych limitów, podniesiono wskaźnik corocznej redukcji limitu emisji z 1,74% na 2,2%. W dalszym ciągu część uprawnień przyznawana będzie bezpłatnie, zwłaszcza dla sektorów narażonych na ucieczkę emisji (tzw. *carbon leakage*).

W zależności od cen uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>, będą się zmieniały koszty wytwarzania dla już istniejących jednostek, ale co ważniejsze ceny te (a w szerszym kontekście kontynuacja funkcjonowania systemu handlu uprawnieniami) wpływały będą na plany inwestycyjne przedsiębiorstw energetycznych i wybór technologii. Jest zatem niezwykle istotne, aby w modelach długoterminowych przyjąć jak najlepsze prognozy cen uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>. Dla przedsiębiorstw energetycznych stają się one dodatkowym kosztem związanym z wytwarzaniem energii elektrycznej, zwłaszcza ze źródeł węglowych, co przekłada się na konkurencyjność generacji. Prognozy mogą się bardzo różnić w zależności od przyjętych założeń. Na rysunku 2 przedstawiono prognozę cen uprawnień do emisji przyjętą w dokumencie Komisji Europejskiej – Energy Roadmap 2050 (Komisja Europejska 2011). Wybrano dwa różniące się od siebie scenariusze – referencyjny (Reference) oraz dużego udziału OZE w strukturze wytwórczej (High RES) – w celu zobrazowania rozpiętości cenowej prognoz, która w tym wypadku wynosi 570% w 2050 r.



Rys. 2. Prognozowane ceny uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> (EUA) w latach 2020–2050 dla różnych scenariuszy  
 Źródło: Opracowanie własne na podstawie Energy Roadmap 2050 (Komisji Europejska 2011)

Fig. 2. EUAs price forecasts under different scenarios 2020–2050

## 1.2. Dyrektywa IED i konkluzje BAT

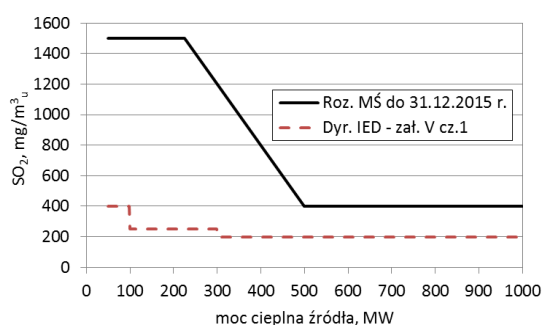
Dyrektywa w sprawie emisji przemysłowych (2010/75/UE), czyli tzw. dyrektywa IED (*Industrial Emissions Directive*) została przyjęta w listopadzie 2010 r., zastępując i integrując szereg wcześniejszych regulacji, w tym dyrektywy IPPC (*Integrated Pollution, Prevention and Control*) oraz LCP (*Large Combustion Plants*). Głównym jej celem jest zapobieganie zanieczyszczeniom wynikającym z działalności przemysłowej oraz ich możliwie jak największa redukcja zgodnie z zasadą „zanieczyszczający płaci”. Aby wypełnić te cele wprowadzono odpowiednie instrumenty, do których należy zaliczyć przede wszystkim:

- ◆ nowe standardy wielkości emisji dla substancji zanieczyszczających, zarówno dla nowych jak i istniejących obiektów (w tym dla energetycznego spalania paliw),
- ◆ zintegrowane wymogi ochrony powietrza, gleby oraz wód powierzchniowych i podziemnych,
- ◆ wymogi dotyczące monitorowania i kontroli środowiskowych,
- ◆ nowe warunki pozwolenia na funkcjonowanie powinny bazować na najlepszych dostępnych technikach – BAT (*Best Available Techniques*).

Najważniejszym wymogiem, który gwarantuje realizację powyższych instrumentów jest konieczność uzyskania przez właścicieli instalacji i obiektów energetycznego spalania, pozwolenia

na eksploatację. Brak takiego pozwolenia, wynikający z niespełnienia stosownych wymogów, praktycznie wyeliminuje obiekty z rynku.

Jak już wspomniano jednym z najistotniejszych instrumentów dyrektywy IED są nowe standardy emisyjne dla instalacji i obiektów energetycznego spalania paliw (nowych i istniejących), co w kontekście sektora elektroenergetycznego i ciepłowniczego ma kluczowe znaczenie dla jego dalszego funkcjonowania. Standardy te, dla różnych typów paliw stałych, ciekłych i gazowych, formalnie zaczęły obowiązywać od 1 stycznia 2016 r. Na rysunkach 3–5 przedstawiono porównanie standardów emisyjnych  $\text{SO}_2$ ,  $\text{NO}_x$  oraz pyłu powstających ze spalania węgla kamiennego i brunatnego dla istniejących źródeł oddanych do użytku przed dniem 29 marca 1990 r. Zestawiono standardy obowiązujące w Polsce do 31 grudnia 2015 r. na podstawie rozporządzenia Ministra Środowiska z dnia 4 listopada 2014 r. w sprawie standardów emisyjnych dla niektórych rodzajów instalacji, źródeł spalania paliw oraz urządzeń spalania lub współspalania odpadów – Dz.U. 2014 poz. 1546 (wcześniej obowiązywało rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 22 kwietnia 2011 r. – Dz. U. nr 95, poz. 558) oraz standardy zapisane w załączniku V część 1 dyrektywy IED (75/2010/UE). Jak można zauważyć nowe standardy emisyjne są kilkukrotnie niższe od dotychczas obowiązujących, zwłaszcza dla źródeł, których moc cieplna nie przekracza 500 MW. Aby sprostać tym wymaganiom polskie elektrownie i elektrociepłownie podjęły lub muszą w najbliższym czasie podjąć decyzję – czy i w jakim zakresie modernizować posiadane jednostki. Jest to bardzo istotne pytanie, tym bardziej, że przygotowywane są dokumenty, tzw. konkluzje BAT, zawierające wskaźniki emisyjne dostosowane dla danego sektora. Zgodnie z projektem tego dokumentu dla dużych obiektów energetycznego spalania, standardy emisyjne ulegną dalszemu zaostrzeniu. Od momentu przyjęcia finalnej wersji konkluzji BAT, istniejące przedsiębiorstwa będą miały cztery lata na dostosowanie się do nowych wymagań. Aktualnie rozpatrywane są uwagi zgłoszone do tego dokumentu przez państwa członkowskie, jednak przyjęcie finalnej wersji powinno nastąpić w I poł. 2016 r. Oznacza to, że nowe regulacje zaczęłyby obowiązywać od połowy 2020 r.

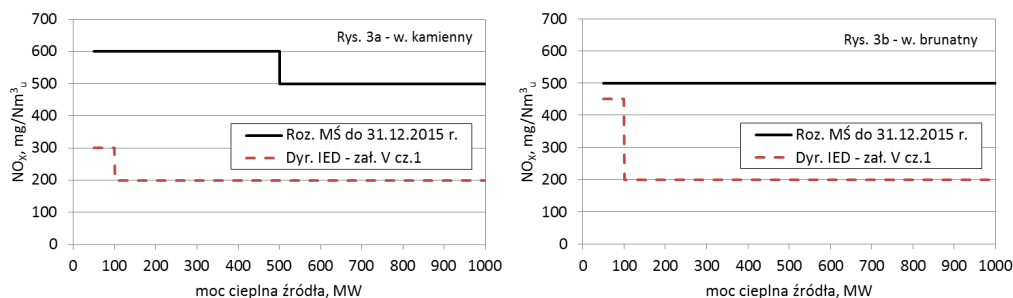


Rys. 3. Standardy emisyjne  $\text{SO}_2$  wprowadzone dyrektywą IED dla jednostek spalających węgiel kamienny oraz brunatny

Źródło: Opracowanie własne na podstawie rozporządzenia Ministra Środowiska z 2014 r. (Dz.U. 2014 poz. 1546) oraz dyrektywy IED (2010/75/UE, zał. V)

Fig. 3. The IED emission limit values for  $\text{SO}_2$  for combustion plants using hard and brown coal

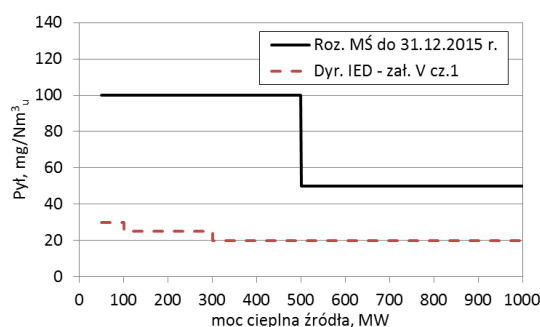




Rys. 4. Standardy emisyjne  $\text{NO}_x$  wprowadzone dyrektywą IED dla jednostek spalających węgiel kamienny (3a) oraz brunatny (3b)

Źródło: Opracowanie własne na podstawie rozporządzenia Ministra Środowiska z 2014 r. (Dz.U. 2014 poz. 1546) oraz dyrektywy IED (2010/75/UE, zał. V)

Fig. 4. The IED emission limit values for  $\text{NO}_x$  for combustion plants using hard (3a) and brown (3b) coal



Rys. 5. Standardy emisyjne pyłu wprowadzone dyrektywą IED dla jednostek spalających węgiel kamienny oraz brunatny

Źródło: Opracowanie własne na podstawie rozporządzenia Ministra Środowiska z 2014 r. (Dz.U. 2014 poz. 1546) oraz dyrektywy IED (2010/75/UE, zał. V)

Fig. 5. The IED emission limit values for dust for combustion plants using hard and brown coal

Chociaż formalnie nowe standardy emisyjne powinny zacząć obowiązywać od 2016 r., to dyrektywa IED przewidziała szereg mechanizmów derogacyjnych, z których mogą skorzystać obiekty spełniające określone wymagania. Derogacje te dotyczą okresu 2016–2023, dając czas na modernizację i dostosowanie się do wymagań, zastąpienie starych jednostek nowymi lub na wygaszenie działalności. Jest to niezwykle istotne, zwłaszcza dla polskiego sektora energetycznego (wytwarzanie energii elektrycznej i produkcja ciepła) opartego w większości na jednostkach wykorzystujących jako paliwo węgiel kamienny i brunatny, które bez stosownych inwestycji miałyby problemy z przestrzeganiem zaostrożonych norm emisyjnych. Do wspomnianych mechanizmów należy zaliczyć:

- ♦ derogację naturalną (art. 33 dyrektywy 75/2010/UE) obowiązującą w okresie 1 stycznia 2016 – 31 grudnia 2023 r. dla jednostek, których eksploatacja nie przekroczy w tym czasie 17 500

godzin funkcjonowania. Po tym okresie lub po wyczerpaniu limitu godzin, obiekt powinien zostać odstawiony;

- ◆ derogację dla zakładów zasilających sieci ciepłownicze (art. 35 dyrektywy 75/2010/UE; w okresie do 31 grudnia 2022 r.) oddanych do eksploatacji przed 27 listopada 2003 r. Całkowita moc dostarczana w paliwie nie może przekroczyć 200 MW, a co najmniej 50% produkcji ciepła użytkowego powinno zasilać publiczne sieci ciepłownicze;
- ◆ derogację dla istniejących źródeł szczytowych (bezterminowo), których łączny czas pracy w ciągu roku nie przekracza 1 500 h. Dla takich obiektów przewidziano łagodniejsze normy emisyjne, zapisane jako wyjątki w części 1 załącznika V do dyrektywy IED;
- ◆ Przejściowy Plan Krajowy (PPK), który kraje członkowskie mają prawo ustanowić w okresie 1 stycznia 2016 r. – 30 czerwca 2020 r. (art. 32 dyrektywy 75/2010/UE). Istniejące obiekty energetycznego spalania (oddane do eksploatacji przed 27.11.2003 r.) mogą zostać zgłoszone do PPK, o ile nie korzystają z innych form derogacji. Plan ten obejmuje osobno zanieczyszczenia w postaci ditlenku siarki, tlenków azotu i pyłów. W przedmiotowym okresie, instalacje mogą być zwolnione z przestrzegania zaostrzonych standardów emisji dla wybranych zanieczyszczeń. Jednak w tym czasie muszą przestrzegać zmniejszających się liniowo z roku na rok pułapów emisji, które wyznaczono, bazując na całkowitej mocy zawartej w paliwie (wg stanu na 31.12.2010 r.), rzeczywistym czasie funkcjonowania w ciągu roku oraz średnim zużyciu paliwa w ciągu 10 lat (do roku 2010 włącznie).

Zgodnie z projektem zmiany Przejściowego Planu Krajowego ([Załącznik do uchwały nr 101/2015 Rady Ministrów z dnia 3 lipca 2015 r.](#)) przekazany do akceptacji Komisji Europejskiej, polska strona zgłosiła 48 obiektów podlegających pułapom emisji pyłów, 47 dla ditlenku siarki oraz 37 w przypadku tlenków azotu. Ponadto, zgodnie z wykazem obiektów energetycznego spalania (źródeł spalania paliw) podlegających derogacji naturalnej oraz ciepłowniczej (przekazanym Komisji Europejskiej przez Ministerstwo Środowiska 21 grudnia 2015 r.) zgłoszono odpowiednio: 36 obiektów o całkowitej mocy cieplnej wynoszącej 15 464 MW (derogacja naturalna) oraz 89 obiektów o całkowitej mocy cieplnej 10 609 MW (derogacje ciepłownicze).

### 1.3. Rozwój OZE i wzrost efektywności energetycznej

Równoległe z polityką ograniczania szkodliwych emisji pochodzących z szeroko pojętego sektora przemysłowego, wdrażane są rozwiązania mające na celu promowanie i rozwój odnawialnych źródeł energii. Dyrektywa 2009/28/WE (zastąpiła dyrektywę 2001/77/WE) wprowadziła cel wskaźnikowy – osiągnięcie 20% udziału energii pochodzącej ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii brutto. Jest to cel ogólny, który Unia Europejska (jako całość) powinna osiągnąć do 2020 r. Oprócz tego wyznaczono poszczególnym krajom członkowskim cele indywidualne, które wahają się od 10% dla Malty do 49% dla Szwecji. Polska jest zobowiązana do osiągnięcia 15% udziału OZE w finalnym zużyciu energii brutto. Państwa członkowskie zostały również zobowiązane do przyjęcia krajowych planów działania w zakresie energii ze

źródeł odnawialnych, zawierających szczegółowe cele sektorowe (elektroenergetyka, ciepłownictwo i chłodnictwo oraz transport), a także opis środków, które zostaną zastosowane, aby wypełnić założone cele. Dla Polski Krajowy Plan Działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych (KPD 2010) został przyjęty przez Ministerstwo Gospodarki w 2010 r., wyznaczając cele minimalnego udziału OZE w 2020 r. na poziomie odpowiednio: 19,13% w elektroenergetyce, 17,05% w ciepłownictwie oraz 10,14% w transporcie.

Wspomniane przy okazji systemu EU ETS konkluzje ze spotkania Rady Europy w październiku 2014 r. przyniosły także informację na temat przyszłości rozwoju OZE po roku 2020. Ustalono nowy cel minimalnego udziału energii ze źródeł odnawialnych na 27% do 2030 r. Ma on obowiązywać na poziomie całej UE, natomiast nie będzie wiążący dla poszczególnych krajów członkowskich.

Poza wyznaczeniem odpowiednich celów, dyrektywa OZE umożliwiła stosowanie mechanizmów wsparcia dla producentów „zielonej” energii. W Polsce zdecydowano o zastosowaniu systemu zielonych certyfikatów, będących świadectwami pochodzenia dla energii elektrycznej wyprodukowanej w instalacjach OZE. Handel prawami majątkowymi do tych certyfikatów odbywa się w ramach Towarowej Giełdy Energii (TGE), na specjalnie utworzonym do tego celu Rynku Praw Majątkowych. Przedsiębiorstwa energetyczne sprzedające energię elektryczną odbiorcom końcowym są zobowiązane przedstawić do umorzenia Prezesowi URE określoną liczbę świadectw pochodzenia. Ceny świadectw kształtowane są na giełdzie, przy czym z góry ustalona jest ich maksymalna wysokość, zwana opłatą zastępczą. Opłatę tę w danym roku wyznacza Prezes Urzędu Regulacji Energetyki (URE); w 2015 r. było to 300,03 zł.

Nowa ustawa o Odnawialnych Źródłach Energii z dnia 20 lutego 2015 roku (Dz.U. 2015 poz. 478), wprowadziła szereg zmian w systemie wsparcia OZE. W przypadku istniejących obiektów produkujących energię elektryczną z OZE (spełniających warunki zapisane w Ustawie) przed 2016 rokiem będzie możliwość pozostania przy systemie zielonych certyfikatów przez 15 lat. Okres ten liczony będzie od momentu wydania pierwszego świadectwa pochodzenia i będzie obowiązywał nie dłużej niż do 2021 roku. Dla nowych instalacji przygotowany zostanie system aukcyjny, przy czym będą mogły z niego korzystać również obiekty istniejące jeśli się zdecydują odejść od systemu zielonych certyfikatów. Aukcje, ogłaszane przez Prezesa URE, będą dotyczyły określonej ilości energii elektrycznej wytworzonej z OZE, a producenci mają konkurować oferując jak najniższą cenę. Wolumeny energii, jak również ceny referencyjne (wyjściowe) na aukcjach będą się różniły w zależności od wielkości i typu instalacji. Ustalona poprzez system aukcyjny cena (waloryzowana wskaźnikiem inflacji) ma obowiązywać przez 15 lat. System ten miał zacząć funkcjonować od początku 2016 r., jednak nowelizacja ustawy o OZE przyjęta przez Sejm 29 grudnia 2015 r. (Dz.U. 2015 poz. 2365), odsunęła ten termin na początek lipca. Kolejną bardzo istotną zmianą zapisaną w nowej ustawie o OZE jest ograniczenie wsparcia dla współspalania biomasy. Do tej pory producenci wytwarzający energię elektryczną w jednostkach współspalających biomasę z węglem otrzymywali takie samo wsparcie jak producenci „zielonej” energii z elektrowni wiatrowych czy wodnych. Po zmianach mają otrzymywać o połowę mniejsze, tj. 0,5 zielonego certyfikatu za każdą wyprodukowaną megawatogodzinę.

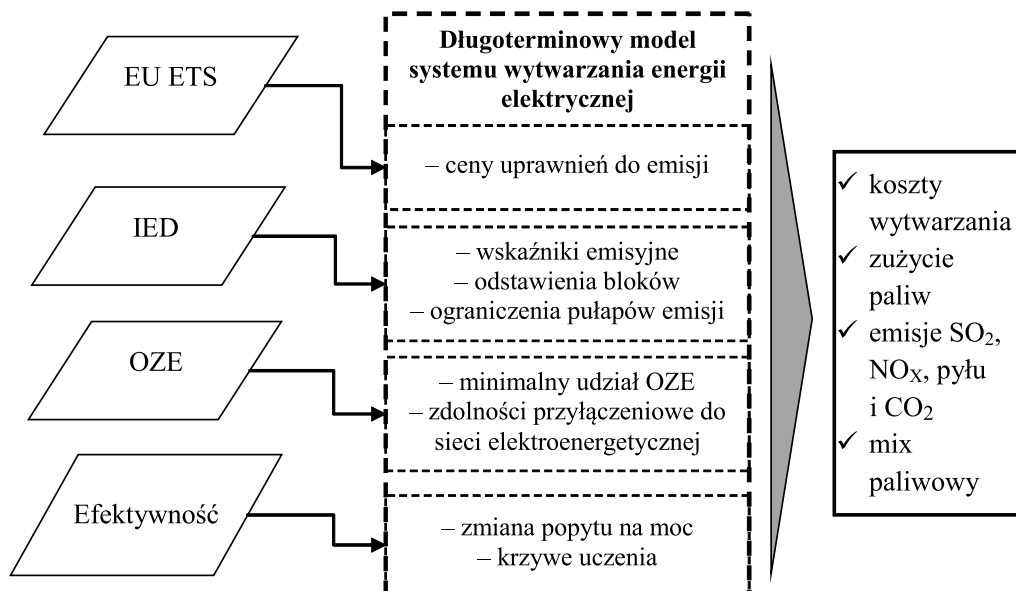
Według Komisji Europejskiej, jednym z najlepszych działań, jakie państwa członkowskie mogą podjąć w celu wypełnienia nałożonych na nie wymagań, dotyczących zarówno ograniczenia emisji zanieczyszczeń jak i wzrostu udziału OZE, jest szukanie oszczędności energii i promowanie wzrostu efektywności energetycznej. W dyrektywie w sprawie efektywności energetycznej (2012/27/UE) przyjęto cel wzrostu efektywności energetycznej o 20% do 2020 roku. Dyrektywa przynosi również szereg szczegółowych instrumentów i środków, za pomocą których należy realizować wypełnienie tego zobowiązania. W kontekście długoterminowego modelowania rozwoju sektora wytwarzania energii elektrycznej, niezwykle istotne jest przyjęcie właściwej prognozy popytu na energię elektryczną. Wzrost efektywności energetycznej będzie czynnikiem powodującym obniżenie zapotrzebowania na energię elektryczną i moc w gospodarce, w związku z czym należy go uwzględnić w przyjmowanych założeniach.

## 2. Propozycja implementacji aspektów środowiskowych w długoterminowym modelu rozwoju systemu wytwarzania energii elektrycznej

Opisane w poprzednim rozdziale regulacje środowiskowe nakładane na sektor energetyczny, które są kluczowe z punktu widzenia długoterminowych aspektów rozwoju sektora wytwarzania energii elektrycznej, należy w odpowiedni sposób uwzględnić w modelu matematycznym. W niniejszym rozdziale zostanie zaprezentowana koncepcja implementacji poszczególnych regulacji w długoterminowym modelu systemu wytwarzania energii elektrycznej. Uproszczony schemat przedstawiający ogólną koncepcję implementacji opisanych regulacji został przedstawiony na rysunku 6.

### 2.1. Europejski system handlu uprawnieniami do emisji CO<sub>2</sub> (EU ETS)

Uwzględnienie wpływu handlu uprawnieniami do emisji w modelu długoterminowym będzie bazowało na przyjęciu odpowiedniej prognozy cen pozwoleń na emisję CO<sub>2</sub>. Ceny te zostaną następnie zaimplementowane dla każdego roku analizy w funkcji kosztów wytwarzania energii elektrycznej. Iloczyn generowanej mocy w danej strefie czasowej z paliw emitujących ditlenek węgla, współczynnika emisji dla danej jednostki wytwórczej oraz cen uprawnień do emisji będzie częścią składową funkcji wyznaczającej całkowite koszty systemowe generacji energii elektrycznej. Znalezienie rozwiązania modelu będzie polegało na wyznaczeniu minimalnej wartości funkcji celu, przy której spełnione są wszystkie przyjęte założenia, w tym przede wszystkim pokryte jest zapotrzebowanie na moc elektryczną w całym okresie analizy.



Rys. 6. Koncepcja implementacji regulacji środowiskowych w długoterminowym modelu rozwoju systemu wytwarzania energii elektrycznej  
Źródło: Opracowanie własne

Fig. 6. A simplified diagram of the concept of implementation of environmental regulations in long-run power generation sector model

## 2.2. Dyrektywa w sprawie emisji przemysłowych IED i konkluzje BAT

Dyrektywa w sprawie emisji przemysłowych – poprzez nowe standardy emisji zanieczyszczeń, które mogą jeszcze zostać zaostrome po przyjęciu konkluzji BAT – w dużym stopniu oddziałuje i będzie oddziaływać na sektor wytwarzania energii elektrycznej. Szczególnie złożona sytuacja może występować w Polsce, gdzie energetyka oparta jest na źródłach węglowych, które dodatkowo zostały zgłoszone do różnego typu derogacji. Implementacja tych regulacji w horyzoncie długoterminowym będzie przebiegać trzema ścieżkami:

- (i) po pierwsze – należy uwzględnić odstawienia istniejących mocy spowodowane zarówno naturalnym zużyciem, jak i wdrożeniem dyrektywy IED,
- (ii) po drugie – niezbędne będzie przygotowanie macierzy zawierającej nowe wskaźniki emisji zanieczyszczeń (zmniejszające się w miarę postępującej modernizacji jednostek),
- (iii) po trzecie – dla okresu 2016–2020 (obowiązywanie PPK) muszą zostać uwzględnione ograniczenia w postaci dopuszczalnych pułapów emisji zapisanych dla danego obiektu w Przejściowym Planie Krajowym.

Kwestie odstawień istniejących mocy wytwórczych mogą zostać zaimplementowane jako iloczyn wektora lub macierzy zawierającej wielkości mocy zainstalowanej dla istniejących jednostek oraz macierzy zerowej, gdzie „1” oznacza funkcjonowanie obiektu, a „0” jego wyłączenie w danym roku. Dane na temat potencjalnych odstawień mocy w związku z dyrektywą IED mogą pochodzić z komunikatów właścicieli instalacji, jak również listy obiektów zgłoszonych do derogacji naturalnej oraz Przejściowego Planu Krajowego. Dla jednostek będących w centralnej dyspozycji operatora systemu przesyłowego informacje takie podawane są z trzyletnim wyprzedzeniem.

Wskaźniki emisyjne ( $\text{CO}_2$ ,  $\text{SO}_2$ ,  $\text{NO}_x$ , pył) dla danej jednostki są zwykle publikowane przez przedsiębiorstwa energetyczne. Podawane informacje dotyczą struktury zużytych paliw oraz wyemitowanych gazów w przeliczeniu na sprzedaną energię elektryczną. W przypadku braku tych informacji można wykorzystać uśrednione dane dla jednorodnych klas bloków energetycznych (120 MW, 200 MW, 360 MW itd.) dostępne w Statystyce Elektroenergetyki Polskiej (wyd. Agencja Rynku Energii SA).

Ostatni element, implementacja dopuszczalnych, rocznych pułapów emisji zanieczyszczeń dla jednostek zgłoszonych do PPK dla danego typu zanieczyszczenia, wymaga zapisania w matematycznym modelu długoterminowym równania (nierówności) bilansu ilości wyemitowanych zanieczyszczeń. Po jednej stronie nierówności będzie sumaryczna ilość emisji pochodzących z podzbioru jednostek podlegających derogacji, natomiast po drugiej stronie, zapisana w PPK (maksymalna) wielkość emisji dla danego obiektu.

### 2.3. Wzrost generacji energii pochodzącej z odnawialnych źródeł energii OZE

Implementacja w modelu długoterminowym określonej ścieżki dojścia do wymaganego celu udziału OZE w produkcji energii elektrycznej wydaje się relatywnie prostym zadaniem. Suma iloczynów mocy wytwarzanej przez istniejące i nowe jednostki odnawialne (wodne, biomasowe, wiatrowe i fotowoltaiczne) w danej strefie czasowej oraz jednostki konwencjonalne, mające możliwość współspalania biomasy z węglem do założonego wskaźnika, powinna być większa lub równa iloczynowi wymaganego udziału energii z OZE w danym roku i sumarycznej ilości wyprodukowanej energii elektrycznej (z istniejących i nowych jednostek). Natomiast, w celu wiarygodniejszego odzwierciedlenia sytuacji rzeczywistej, należy zaimplementować równanie ograniczające zdolności przyłączeniowe źródeł OZE do sieci przesyłowej i dystrybucyjnej. Podłączenie do sieci i późniejsza eksploatacja źródeł odnawialnych jest wyzwaniem dla operatora systemu przesyłowego/dystrybucyjnego, tym bardziej, że zwykle ograniczone są zdolności przyłączeniowe nowych źródeł. W Polsce, średnioterminowe prognozy dostępnych zdolności przyłączeniowych publikowane są przez Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA.

## 2.4. Wzrost efektywności energetycznej

W długoterminowych modelach rozwoju sektora wytwarzania energii elektrycznej, wzrost efektywności energetycznej implementuje się zazwyczaj poprzez zmniejszenie popytu na energię. Przyjęcie odpowiedniej prognozy zapotrzebowania na energię i moc elektryczną jest jednym z kluczowych założeń tego typu modeli. W tym wypadku należy przyjąć prognozę, która w swoich założeniach uwzględnia zmniejszenie elektrochłonności gospodarki w wyniku wzrostu efektywności energetycznej w średnim i długim okresie.

Dodatkowo, dla modeli długoterminowych, można zastosować krzywe uczenia się dla zbioru nowych technologii energetycznych wykorzystujących kopalne nośniki energii. Krzywe te zakładałyby wzrost sprawności wytwarzania energii elektrycznej wraz z postępem technologicznym, przyczyniając się do redukcji zużycia nośników energii pierwotnej (węgiel kamienny, węgiel brunatny, gaz ziemny czy ropa naftowa).

## Podsumowanie

Badanie wpływu polityk energetycznych, regulacji środowiskowych czy cen paliw na funkcjonowanie sektora paliwowo-energetycznego wymaga zastosowania odpowiednich metod, bazujących na matematycznym modelowaniu złożonych systemów. Właściwe badania modelowe muszą być poprzedzone identyfikacją najistotniejszych czynników (w tym środowiskowych) oddziałujących na sektor oraz wypracowaniem sposobu na uwzględnienie tych czynników w modelu matematycznym.

W niniejszym artykule przedstawiono koncepcję implementacji regulacji środowiskowych w długoterminowym modelu rozwoju sektora wytwarzania energii elektrycznej. Scharakteryzowano najistotniejsze dyrektywy dotyczące redukcji emisji gazów cieplarnianych (EU ETS) i zanieczyszczeń (IED), rozwoju źródeł wykorzystujących odnawialne zasoby energii (OZE), a także wzrostu efektywności energetycznej. Następnie zaproponowano sposób implementacji tych rozwiązań w kontekście oddziaływania długoterminowego na sektor.

W przypadku dyrektywy w sprawie ustanowienia systemu handlu uprawnieniami do emisji (EU ETS) najistotniejsze jest odzwierciedlenie prognozowanych cen uprawnień w kosztach generacji energii elektrycznej i ich wpływu na konkurencyjność danej technologii na rynku. Dyrektywa IED przynosi bardzo głębokie zmiany w funkcjonowaniu sektora wytwórczego i należy ją rozpatrywać dla istniejących i nowych jednostek w kilku aspektach: nowych standardów emisji i skutków, które wywołają – odstawienia bloków lub modernizacji i dostosowania wskaźników emisji – oraz ustanowionych derogacji (naturalne, ciepłownicze, Przejściowy Plan Krajowy) z narzuconymi pułapami dla zgłoszonych obiektów do PPK w latach 2016–2020. Rozwój odnawialnych źródeł energii (OZE) wymaga nałożenia obowiązkowego, docelowego udziału zielonej energii w całko-

witej produkcji energii elektrycznej brutto w 2020 r. (ewentualna kontynuacja i zwiększenie celu) uwzględniając generację z dedykowanych źródeł, współspalanie biomasy w jednostkach węglowych oraz produkcję z nowych instalacji. Nie można przy tym pominąć ograniczonych zdolności przyłączania nowej mocy do systemu przesyłowego i dystrybucyjnego. Wzrost efektywności energetycznej w modelach długoterminowych może zostać odzwierciedlony poprzez zmniejszenie zapotrzebowania na moc, które jest przyjmowane w modelu w danym okresie. Ponadto, należy założyć postęp technologiczny w przypadku nowych, konwencjonalnych technologii energetycznych (krzywe uczenia), skutkujący większą efektywnością przemiany energii chemicznej paliwa na energię elektryczną, co przyczyni się do redukcji popytu na paliwa pierwotne

Publikacja zrealizowana w ramach badań statutowych Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią Polskiej Akademii Nauk.

## Literatura

- CAPROS i in. 2011 – CAPROS, P., MANTZOS, L., PAROUSOS, L., TASIOS, N., KLAASSEN, G. i VAN IERLAND, T. 2011. Analysis of the EU policy package on climate change and renewables. *Energy Policy* Vol. 39, Iss. 3, s. 1476–1485.
- CHIODI i in. 2013 – CHIODI, A., GARGIULO, M., ROGAN, F., DEANE, J.P., LAVIGNE, D., Rout, U.K. i Ó GALACHÓIR, B.P. 2013. Modelling the impacts of challenging 2050 European climate mitigation targets on Ireland's energy system. *Energy Policy* Vol. 53, s. 169–189.
- CORMIO i in. 2002 – CORMIO, C., DICORATO, M., MINOIA, A. i TROVATO, M. 2002. A regional energy planning methodology including renewable energy sources and environmental constraints. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* Vol. 7, Iss. 2, s. 99–130.
- GAWLIK, L. red. 2013. *Węgiel dla polskiej energetyki w perspektywie 2050 roku – analizy scenariuszowe*. Górnicza Izba Przemysłowo-Handlowa, Katowice.
- KAMIŃSKI i in. 2015 – KAMIŃSKI, J., KASZYŃSKI, P. i MALEC, M. 2015. Reprezentacja zapotrzebowania na moc w długoterminowych modelach systemów paliwowo-energetycznych. *Rynek Energii* Nr 3(118), s. 3–9.
- KAMIŃSKI, J. 2010. Modelowanie systemów energetycznych: ogólna metodyka budowy modeli. *Polityka Energetyczna – Energy Policy Journal* t. 13, z. 2, s. 219–225.
- KAMIŃSKI, J. 2014. Primary energy consumption in the power generation sector and various market structures: a modelling approach. *Gospodarka Surowcami Mineralnymi – Mineral Resources Management*, t. 30, z. 4, s. 37–50.
- KAMIŃSKI, J. i KUDEŁKO, M. 2010. The prospects for hard coal as a fuel for the Polish power sector. *Energy Policy* Vol. 38, Iss. 12, s. 7939–7950.
- KRZEMIEN, J. i JASKÓLSKI, M. 2015. Badania modelowe struktury krajowego systemu energetycznego w świetle zapisów Dyrektywy 2009/28/WE. *Polityka Energetyczna – Energy Policy Journal* t. 18, z. 1, s. 27–44.
- KUDEŁKO i in. 2011 – KUDEŁKO, M., SUWAŁA, W., KAMIŃSKI, J. i KASZYŃSKI, P. 2011. Modelowanie rynków energii dla różnych systemów dystrybucji uprawnień do emisji dwutlenku węgla. *Studia, Rozprawy, Monografie* nr 173, Wyd. IGSMiE PAN, Kraków.
- KUDEŁKO, M. 2003. Efektywna alokacja zasobów w krajowym systemie energetycznym. *Studia, Rozprawy, Monografie* nr 121, Wyd. IGSMiE PAN, Kraków.



- MIRZAESMAEELI i in. 2010 – MIRZAESMAEELI, H., ELKAMEL, A., DOUGLAS, P.L., CROISSET, E. i GUPTA, M. 2010. A multi-period optimization model for energy planning with CO<sub>2</sub> emission consideration. *Journal of Environmental Management* Vol. 91, Iss. 5, s. 1063–1070.
- NAKATA, T. 2004. Energy-economic models and the environment. *Progress in Energy and Combustion Science* Vol. 30, Iss. 4, s. 417–475.
- PANG i in. 2014 – PANG, X., MÖRTBERG, U. i BROWN, N. 2014. Energy models from a strategic environmental assessment perspective in an EU context – What is missing concerning renewables? *Renewable and Sustainable Energy Reviews* Vol. 33, s. 353–362.
- SIERKSMA, G. 2002. *Linear and integer programming: the theory and practice*. Second Edition, Marcel Dekker Inc., New York.
- SUWAŁA, W. 2011. *Modelowanie systemów paliwowo-energetycznych*. Wyd. IGSMiE PAN, Kraków.

- DM Consus SA – Analiza rynku handlu uprawnieniami do emisji CO<sub>2</sub> (miesięcznie) w 2015 roku. Publikacja w Portalu Cire.pl. [Online] Dostępne w: <http://www.handel-emisjami-co2.cire.pl/st,34,283,zakres,5,121,0,komentarze-miesieczne.html> [Dostęp: 28.01.2016].
- Dyrektywa 2001/77/WE. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2001/77/WE w sprawie wspierania produkcji na rynku wewnętrznym energii elektrycznej wytwarzanej ze źródeł odnawialnych.
- Dyrektywa 2001/80/WE. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2001/80/WE w sprawie ograniczenia emisji niektórych zanieczyszczeń do powietrza z dużych obiektów energetycznego spalania.
- Dyrektywa 2003/87/WE. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2003/87/WE w sprawie ustanowienia systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych.
- Dyrektywa 2006/32/WE. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2006/32/WE w sprawie efektywności końcowego wykorzystania energii i usług energetycznych.
- Dyrektywa 2008/1/WE. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2008/1/WE dotycząca zintegrowanego zapobiegania zanieczyszczeniom i ich kontroli.
- Dyrektywa 2009/28/WE. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych.
- Dyrektywa 2009/29/WE. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/29/WE usprawniająca i rozszerzająca wspólnotowy system handlu emisjami
- Dyrektywa 2010/75/UE. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE w sprawie emisji przemysłowych.
- Dyrektywa 2012/27/UE. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2012/27/UE w sprawie efektywności energetycznej.
- EEA – EUA future prices 2008–2012. [Online] Dostępne w: <http://www.eea.europa.eu/data-and-maps/figures/eua-future-prices-200820132012> [Dostęp: 26.01.2016].
- Komisja Europejska 2011. Energy Roadmap 2050. Impact assessment and scenario analysis. European Commission, 2011.
- Konkluzje w sprawie ram polityki klimatyczno-energetycznej do roku 2030. Rada Europejska 23 i 24 października 2014 r. (SN 79/14).
- KPD 2010. Krajowy Plan Działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych. Minister Gospodarki. Warszawa.
- Dz.U. 2011 nr 95 poz. 558. Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 22 kwietnia 2011 r. w sprawie standardów emisyjnych z instalacji.
- Dz.U. 2014 poz. 1546. Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 4 listopada 2014 r. w sprawie standardów emisyjnych dla niektórych rodzajów instalacji, źródeł spalania paliw oraz urządzeń spalania lub współspalania odpadów.

Dz.U. 2015 poz. 478. Ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii.  
Dz.U. 2015 poz. 2365. Ustawa z dnia 29 grudnia 2015 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz ustawy – Prawo energetyczne.  
Wykaz obiektów energetycznego spalania (źródeł spalania paliw) zgłoszonych do derogacji naturalnej, o której mowa w art. 33 ust. 1 dyrektywy 2010/75/UE.  
Wykaz obiektów energetycznego spalania (źródeł spalania paliw) zgłoszonych do derogacji cieplowniczej, o której mowa w art. 35 ust. 1 dyrektywy 2010/75/UE.  
Załącznik do uchwały nr 101/2015 Rady Ministrów z dnia 3 lipca 2015 r. Projekt zmiany Przejściowego Planu Krajowego.

Przemysław KASZYŃSKI

## The concept of the implementation of environmental regulations in the long-run model of the Polish power generation system

### Abstract

Countries in which the power generation system is mainly coal-based, either fueled with hard or brown coal, currently face the challenge of adapting their energy sector to the environmental requirements set by European Union. Studying the impact of the European regulations on the future structure and operation of the power generation sector is a complex and daunting task that requires the application of suitable methods and tools. A commonly used approach for this purpose is mathematical system modelling and the construction of a mathematical models. In this regard, the challenge lies in finding the appropriate method for transposing directives and long-term environmental regulations into specific mathematical equations. Thus, the main aim of this paper is to propose a concept for the implementation of environmental regulations in a long-run mathematical model of the power generation sector. In order to accomplish this task, major environmental regulations that could influence this sector, in a long-term perspective, are identified and characterized. These regulations are: directive establishing a scheme for greenhouse gas emission allowance trading within the Community (EU ETS), directive on industrial emissions (integrated pollution prevention and control) (IED), directive on the promotion of the use of energy from renewable sources and directive on energy efficiency. Finally, this paper presents a concept for the implementation in a mathematical model of each one of these regulations, including emission allowances prices, pollutants emission factors, minimum share of renewable energy sources, power generation demand reduction.

KEYWORDS: long-term modelling, environmental regulations, power generation sector