

NAJWAŻNIEJSZE ZAGADNIENIA DOTYCZĄCE FUNKCJONOWANIA SEKTORA ELEKTROENERGETYCZNEGO W POLSCE



Opracowanie sporządził zespół w składzie:

Stefania Kasprzyk – Prezes Zarządu PSE-Operator S.A.

Katarzyna Muszkat – Prezes ZE PAK S.A.

Henryk Majchrzak – Prezes Zarządu BOT Opole S.A.

Kazimierz Szynol – Dyrektor PKE S.A. Elektrowni Łaziska

Jacek Kaczorowski – Prezes Zarządu KWB Bełchatów S.A.

Stanisław Poręba – Dyrektor Departamentu Polityki Energetycznej i Zarządzania Majątkiem BOT GiE S.A.

Hanna Trojanowska – Dyrektor Departamentu Spraw Międzynarodowych i Nowych Technologii PGE S.A.

Luty, 2008

Spis treści

Streszczenie opracowania.....	4
1. Podstawowe problemy funkcjonowania energetyki w Polsce.....	9
1.1. Charakterystyka stanu urządzeń wytwórczych w energetyce.....	9
1.2. Monokultura paliwowa w sektorze wytwarzania	11
1.3. Akcyza u wytwórców energii elektrycznej	11
1.4. Rosnące ceny paliw, transport i podaż paliwa	12
1.5. Brak mechanizmów gwarantujących wielkość i przewidywalność cenową dostaw węgla w perspektywie wieloletniej.....	13
1.6. Ograniczenia w transporcie węgla	14
1.7. Rosnące ceny materiałów i usług dla sektora.....	15
1.8. Brak jasno wytyczonej strategii i polityki rozwoju sektora	15
1.9. Rosnące wymogi ekologiczne	16
1.9.1. Wymogi prawne w zakresie emisji SO ₂ i NO _x	16
1.9.2. Ograniczenie emisji gazów cieplarnianych	16
1.10. Brak inwestycji w nowe moce – ryzyko deficytu energii elektrycznej.....	17
1.11. Zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w perspektywie najbliższych kilku lat, w tym zagrożenie całkowitym załamaniem funkcjonowania Krajowego Systemu Elektroenergetycznego .	19
1.11.1. Trudności w pokryciu krajowego zapotrzebowania na moc i energię elektryczną.....	19
1.11.2. Ograniczone możliwości budowy nowych linii przesyłowych	24
1.12. Podstawowe problemy funkcjonowania wytwórców energii elektrycznej na węglu brunatnym.....	24
1.13. Podstawowe problemy formalno – prawne rozwoju sektora przesyłu.....	26
1.13.1. Uwarunkowania i czynniki mające wpływ na realizację zamierzeń inwestycyjnych.....	26
1.13.2. Dodatkowe bariery i problemy w przygotowaniu i realizacji elektroenergetycznych inwestycji liniowych - Natura 2000.....	28
2. Działania dla zapewnienia podaży niezbędnej gospodarce ilości energii elektrycznej.....	29
2.1. Stworzenie elektrowniom warunków dla odbudowy wyeksploatowanych mocy wytwórczych.....	29
2.2. Stworzenie stabilnych ram prawnych funkcjonowania energetyki.....	30
2.3. Wynegocjowanie realnych dla Polski zobowiązań w ramach europejskiej polityki energetycznej, klimatycznej i ekologicznej	30
2.3.1. Dyrektywa 2001/80 (LCP) oraz Traktat o Przystąpieniu (ToP)	31
2.3.2. Przydział uprawnień CO ₂ na lata 2008-12.....	31
2.3.3. Nowelizacja Dyrektywy 96/61 (IPPC)	31
2.3.4. „Pakiet klimatyczny” z 23.01.2008.....	32
2.4. Niezbędne działania na rzecz budowy energetyki jądrowej	33
2.4.1. Wypracowanie warunków do rozwoju energetyki atomowej.....	33
2.4.2. Prace przedinwestycyjne	34
2.5. Działania na rzecz rozwoju energetyki odnawialnej	35
2.6. Promocja wysokosprawnych i ekologicznie czystszych technologii wytwarzania energii elektrycznej z węgla.....	36
3. Propozycje doraźnych działań dla poprawy bezpieczeństwa i niezawodności Krajowego Systemu Elektroenergetycznego	37
3.1. Realizacja kontraktów na paliwa, w tym niskosiarkowe	37
3.2. Systemowe rozwiązania problematyki emisji SO ₂ i NO _x	38
3.3. Przydziały uprawnień CO ₂ na lata 2008-2012	38
3.4. Dokończenie prac nad Rozporządzeniem Ministra Gospodarki w sprawie funkcjonowania Krajowego Systemu Elektroenergetycznego.....	39

3.5. Systemowe rozwiązanie problematyki kosztów wytwórców przywoływanych do pracy na żądanie Operatora Systemu Przesyłowego	40
3.6. Działania doraźne realizowane przez OSP	41
3.7. Działania doraźne inicjowane przez OSP	42
4. Podsumowanie i wnioski	44
Fakty:	44
Propozycje działań – postulaty:	45

Streszczenie opracowania

W polskiej elektroenergetyce od kilku lat występują zagrożenia świadczące o narastającym kryzysie. Poziom operacyjnych rezerw mocy spada okresowo poniżej dopuszczalnych poziomów, występują problemy z utrzymaniem płynności finansowej wielu firm ze względu na rozbieżności między przychodami ograniczonymi regulowanymi taryfami a wydatkami na zakup paliw, energii elektrycznej i usług po cenach rynkowych. Radykalne zmniejszenie limitu uprawnień do emisji CO₂ przez Komisję Europejską pogłębia skalę zagrożeń zarówno związanych z dostępnością mocy jak i z problemami finansowymi. Projekty dalszego zaostrzania wymogów ekologicznych przez Unię Europejską, zwłaszcza związanych z przeciwdziałaniem zmianom klimatu, rozciągają te zagrożenia na wiele lat. Jednocześnie Polska, po wejściu do UE, uzyskała możliwości szybkiego rozwoju gospodarczego, co już skutkuje rosnącym wzrostem zapotrzebowania na energię elektryczną i jeszcze szybszym wzrostem zapotrzebowania na moc szczytową. Ze względu na nadmierną regulację, wszystkie wyżej wymienione zagrożenia nie przekładają się na pozytywne sygnały ekonomiczne, które mogłyby inicjować niezbędne w tej sytuacji działania inwestycyjne.

Przy takich uwarunkowaniach utrata ciągłości dostaw energii jak i płynności finansowej firm energetycznych zagraża nam zarówno w najbliższych miesiącach, jak i przez wiele następnych lat. Szybkie podjęcie wielokierunkowych działań dla odwrócenia obecnych trendów jest konieczne, nawet dla zagrożeń, których skutki będą odczuwalne za kilkanaście i więcej lat. Dla zapewnienia budowy nowych źródeł wytwórczych kwestią zasadniczą jest racjonalizacja ryzyka inwestycyjnego. Jest to niezbędny warunek pozyskania inwestorów dysponujących zarówno odpowiednimi możliwościami finansowymi jak i dostępem do wymaganych urządzeń.

Na podstawie analiz zawartych w opracowaniu, poniżej przedstawiono, w trzech horyzontach czasowych, główne zagrożenia i propozycje działań zapobiegawczych. Horyzonty oznaczają okresy występowania zagrożeń, dla likwidacji których zaproponowano podjęcie wymienionych działań. Aby uzyskać niezbędne efekty w poszczególnych okresach, działania powinny być podejmowane już teraz.

Okres do 2-3 lat

Diagnoza

1. Występują okresowe problemy z utrzymaniem ciągłości dostaw energii elektrycznej spowodowanej spadkiem operacyjnych rezerw mocy dostępnej Operatorowi Systemu Przesyłowego (OSP) do poziomu awaryjnego – poniżej 5% wykorzystanej mocy czynnej. Braki mocy są spowodowane przez:
 - rosnące zapotrzebowanie na moc, przy niewielkich przyrostach nowych zdolności produkcyjnych;
 - szybki wzrost ubytków mocy dyspozycyjnej spowodowany realizacją programów modernizacyjnych, regulacjami ekologicznymi dotyczącymi norm emisji SO₂ i niepełnego przydziału uprawnień do emisji CO₂, niedostateczną podażą węgla kamiennego, nie rozwiązana kwestia sposobu uwzględniania kosztu zakupu dodatkowych uprawnień do emisji CO₂ w rozliczeniach energii na poszczególnych segmentach rynku.
2. W okresach letnich występują problemy z dostawami energii elektrycznej do rejonów Polski o dużej przewodzie odbioru nad lokalną generacją ze względu na niekorzystny rozkład geograficzny źródeł wytwórczych, niedostateczną kompensację mocy biernej u konsumentów energii (często używanie odbiorników nie spełniających wymagań) i sieciach dystrybucyjnych, braki zdolności przesyłowych i urządzeń kompensujących.

3. Szybko pogarsza się sytuacja finansowa firm sektora ze względu na:
 - sprzedaż niemal całości energii przez wytwórców w kontraktach terminowych na 2008r po cenach nie uwzględniających kosztów zakupu brakujących 15 – 35% uprawnień do emisji CO₂,
 - dużą różnicę w poziomie cen ustalonych przez Prezesa URE do kalkulacji taryf w stosunku do cen na rynku krótkoterminowym. W przypadku dostawców detalicznych, którzy pozostawili duży wolumen potrzebnej energii do zakupu na tym rynku, już występują problemy z płatnościami za energię dostarczoną z rynku bilansującego. Może to spowodować ich upadłość, konieczność przejmowania dostaw przez dostawców z urzędu oraz powstanie zatorów płatniczych na skalę zagrażającą utrzymaniu płynności finansowej nawet przez duże przedsiębiorstwa sektora energetycznego.
4. Od wielu lat zbyt słabe sygnały dla podejmowania budowy nowych źródeł, ograniczają inicjatywy inwestycyjne, szczególnie w zakresie jednostek systemowych oraz skojarzonych jednostek energetyki rozproszonej.

Propozycje działań

1. Dostosowanie regulacji do aktualnej sytuacji poprzez:
 - przedłużenie możliwości stosowania obecnych, nieco skorygowanych zasad bilansowania - doraźna aktualizacja rozporządzenia systemowego i modyfikacja instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej, umożliwiające uwzględnienie kosztów uprawnień do emisji CO₂ i ewentualnie dodatkowych kosztów, związanych z przejściową podwyższoną emisją SO₂ w cenach rozliczeniowych stosowanych przez OSP w przypadku wymuszonej zmiany stanu jednostek wytwórczych (tzw. generacja wymuszona lub redukcja wymuszona);
 - aktualizację rozporządzenia systemowego z zakresem zmian bazującym na projekcie z listopada 2007r, wprowadzającą m.in. nowe zasady bilansowania i usuwania ograniczeń;
 - aktualizację ustawy prawo energetyczne, wprowadzającą zmiany w funkcjonowaniu sektora wynikające z tworzenia regionalnego rynku energii i pakietu nowych regulacji ekologicznych oraz konieczność opracowywania rządowego „Planu działań kryzysowych w warunkach niedoboru mocy”, zawierającego m.in. możliwość stosowania operacyjnych wyłączeń rotacyjnych przez OSP i OSD w przypadkach zagrożeń.
2. Korekty taryf dostawców detalicznych i operatorów sieciowych na 2008 rok dla uwzględnienia obecnych poziomów cen energii.
3. Przeniesienie poboru akcyzy z wytwórców na dostawców detalicznych wraz z obniżeniem jej wysokości do minimalnego poziomu wymaganego przez UE, rozważenie możliwości obniżenia poziomu innych obciążeń podatkowych wytwórców. Pozwoli to na złagodzenia zakresu zmian taryf i skutków dla konsumentów jeszcze w tym roku.
4. Pełne uwolnienie cen energii elektrycznej i jak najdalej idąca integracja polskiego rynku z rynkiem europejskim.
5. Wprowadzenie zmian w regulacjach pozwalających na urynkowanie pozyskiwania rezerw mocy przez OSP poprzez ustalenie procentowych potrzeb poszczególnych rodzajów rezerw w stosunku do mocy czynnej i wprowadzenie obowiązku zapewniania tych ilości przez zgłaszających umowy sprzedaży energii do realizacji. OSP będzie pełnił podobną rolę jak na rynku bilansującym energii. Pozwoli to na rynkową aktywizację źródeł wytwórczych o wysokich kosztach zmiennych wytwarzania energii elektrycznej.
6. Uproszczenie procedur związanych z uruchamianiem budowy jednostek wytwórczych i elementów sieciowych.
7. Umożliwienie OSP budowy lub wieloletniej kontraktacji mocy interwencyjnych z nowych jednostek szczytowych w określonych lokalizacjach.

8. Zwiększenie roli OSD w zapewnianiu parametrów i kryteriów niezawodnościowo- jakościowych w głównych punktach zasilania poprzez inny rozkład odpowiedzialności między OSP i OSD oraz ponoszenie pełnych kosztów z tym związanych. OSD będzie zainteresowany wspieraniem lokalnych inicjatyw w zakresie rozwoju energetyki rozproszonej i to w rejonach z deficytem mocy.
9. Stymulowanie kompensacji mocy biernej u konsumentów i w sieciach dystrybucyjnych poprzez silne sygnały w taryfach oraz ewentualne zaostreżenie wymagań umożliwiającą połączenie z siecią KSE.
10. Budowa nowych źródeł mocy biernej przez OSP, modernizacja wybranych linii przesyłowych zasilających aglomerację warszawską – możliwość uwzględnienia w taryfach i możliwość zastosowania uproszczonych procedur przetargowych.
11. Intensyfikacja działań dla uzyskania wyższego limitu uprawnień do emisji CO₂ na lata 2008-2012, korzystniejszy dla energetyki przydział uprawnień w KPRUII.
12. Szybkie opracowanie planu redukcji SO₂, wymaganego przez Traktat o Przystąpieniu (ToP); wypracowanie procedury i prawne jej umocowanie, umożliwiającej wykorzystywanie w stanach zagrożenia jednostek nie spełniających norm obiektowych emisji SO₂ bez obciążania karami, zwłaszcza tych na których trwa budowa instalacji odsiarczania.
13. Wdrożenie spójnych działań lobbingowych w Komisji Europejskiej wspierających powstawanie regulacji energetycznych zgodnych ze interesami polskiej energetyki i gospodarki.
14. Skuteczne wdrażanie programów restrukturyzacyjnych w górnictwie węgla i w transporcie kolejowym dla usunięcia barier w płynnych dostawach węgla.
15. Aktywizacja połączeń wschodnich, poprzez przystosowanie ich do realizacji umów handlowych i udostępnianie uczestnikom rynku energii na zasadzie przetargu.
16. Zapewnienie stabilności kadr kierowniczych w kluczowych firmach sektora elektroenergetycznego.
17. Opracowanie programu dla wzrostu efektywności zużycia energii do r. 2020 zgodnie z ustaleniami Rady Europejskiej marca 2007 r. w Brukseli.
18. Wsparcie dla przedsiębiorców w zakresie pozyskiwania jednostek redukcyjnych CER i ERU z projektów CDM i JI.

Okres 3 – 7 lat

Diagnoza

1. W okresie 2011 – 2015 nasilą się problemy z utrzymaniem ciągłości dostaw energii elektrycznej związane m.in. z:
 - odstawieniem po 20000 h pracy urządzeń wytwórczych zgłoszonych do naturalnej derogacji w ramach odstępstw od wdrażania dyrektywy LCP;
 - odstawieniem od 01.01.2016 r. urządzeń zgłoszonych w Traktacie o Przystąpieniu (ToP) do derogacji technicznych w zakresie SO₂, zaś od 01.01.2018 r. w zakresie NO_x;
 - wdrożeniem projektu nowelizacji dyrektywy 96/61 (IPPC), która w wersji przedstawionej w grudniu 2007 r. przez KE wymusi od 01.01.2016 r. nieracjonalne ponoszenie wysokich nakładów inwestycyjnych na instalacje redukcji emisji NO_x lub odstawienie prawie wszystkich istniejących dużych źródeł spalania, szczególnie z podsektorów elektrociepłowni zawodowych i przemysłowych oraz ciepłowni.
2. Niewystarczające jest zaawansowanie procesów przygotowawczych dla uruchamiania co roku budowy co najmniej 1000 MW mocy w źródłach podstawowych i sezonowych (bloki kondensacyjne i jednostki skojarzone o różnej wielkości). Brak przygotowań do budowy połączeń międzynarodowych poza połączeniami z Litwą. Zapotrzebowanie na energię elektryczną będzie wzrastać 3÷5% rocznie przy szybko rozwijającej się gospodarce. Za 3÷6 lat może wystąpić trwały deficyt energii.
3. Projekt nowelizacji dyrektywy w sprawie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych (ETS) zakłada, że sektory elektroenergetyczne będą wyłączone z podziału obciążeń wynikających z

przeciwdziałania zmianom klimatu (burden sharing agreement) na poszczególne kraje UE, uwzględniającego poziom rozwoju gospodarczego poszczególnych krajów UE. Wytwórcy energii elektrycznej będą musieli kupować całość uprawnień do emisji CO₂ poprzez otwarte aukcje na których dostępny wolumen CO₂ będzie mały, nie pokrywając potrzeb. Jednocześnie zostanie ograniczony udział jednostek redukcyjnych CER (mechanizm czystego rozwoju CDM) i ERU (mechanizm wspólnych wdrożeń JI) w bilansowaniu energii i uprawnień. Zagraża to podwojeniem kosztów energii elektrycznej w Polsce już od 2013 roku.

4. Dochodzenie do krajowych limitów emisji SO₂ i NO_x dla ustalonych w ToP instalacji objętych dyrektywą LCP oraz dostosowywanie do norm obiektowych obowiązujących od 2015 lub 2017 roku wymagać będzie ponoszenia znacznych kosztów. Kolejny wzrost kosztów wyniknie z szybkiego wzrostu udziału energetyki odnawialnej i wysokosprawnej kogeneracji w zużyciu energii elektrycznej.
5. Polska gospodarka i gospodarstwa domowe nie są przygotowane do poziomu cen energii pokrywających pełne koszty.

Propozycje działań

1. Opracowanie i przyjęcie przez rząd programu budowy nowych mocy, zawierającego pakiet rozwiązań ułatwiających podejmowanie decyzji, pozyskiwanie kapitału i realizację inwestycji. Opracowanie programu powinno być poprzedzone weryfikacją strategii w zakresie struktury podmiotowej krajowego rynku energii oraz zastosowanych mechanizmów rynkowych z punktu widzenia skuteczności w doprowadzaniu do równoważenia podaży z zapotrzebowaniem na energię i moc elektryczną, a następnie podejmowanie działań konsolidacyjnych, prywatyzacyjnych i legislacyjnych w zależności od przyjętej strategii.
2. Ustawowe zobowiązanie do wykorzystania środków z aukcji uprawnień do emisji CO₂ na zmniejszenie wzrostu kosztu energii (np. dofinansowanie inwestycji) oraz na łagodzenie skutków wzrostu cen - dotacje na osłony dla najuboższych konsumentów i wybranych odbiorców przemysłowych.
3. Wynegocjowanie z UE zmniejszenia obciążeń nowych regulacji ekologicznych, a szczególnie związanych z przeciwdziałaniem zmianom klimatu lub zwiększenie dotacji z budżetu UE na złagodzenie ich skutków.
4. Szybkie opracowanie planu redukcji emisji NO_x.
5. Opracowanie realnej prognozy cen energii elektrycznej i ciepła oraz programów dostosowawczych do wysokich cen w gospodarce i gospodarstwach domowych (w tym wykorzystanie środków pomocowych na wzrost efektywności)
6. Opracowanie nowej polityki energetycznej ze szczególnym uwzględnieniem optymalizacji czteroletniego programu działań, korekty w regulacjach powiązanych z programem działań.
7. Opracowanie wiarygodnych średniookresowych prognoz rozwoju gospodarczego, w tym prognoz rozwoju poszczególnych gałęzi gospodarki. Uruchomienie programu rozwoju i stosowania technologii biomasowych i biogazowych w energetyce rozproszonej.

Okres po 2015

Diagnoza

1. Rysuje się perspektywa drastycznego niedoboru energii elektrycznej i ciepła dla odbiorców, ze skutkami dla całej gospodarki. Przy już spóźnionych inwestycjach, koniecznych przy obecnych regulacjach, propozycje nowych regulacji prawnych UE w nieuzasadniony ekonomicznie sposób ograniczają funkcjonowanie węglowych źródeł spalania, co jest szczególnie dotkliwe dla warunków polskich.

2. Problemy rozwojowe pogłębia fakt, że Polska, jako jeden z nielicznych krajów UE nie ma ośrodka naukowo - badawczego sporządzającego długoterminowe prognozy rozwoju akceptowane przez rząd. Tylko takie prognozy są uznawane przez Komisję Europejską za wiarygodne. Ponadto takie prognozy są konieczne dla wypracowania optymalnego portfela źródeł i technologii energetycznych.
3. Obecne działania rządowe są niewystarczające, żeby firmy energetyczne mogły uwzględniać w swoich portfelu energetycznym technologie jądrowe i technologie czystego węgla.
4. Polskie firmy są zbyt słabe by konkurować o dostęp do globalnych surowców energetycznych (gaz).
5. Brak technologii umożliwiających efektywne wykorzystywanie biomasy i biogazu najbliższej miejsc ich pozyskiwania (głównie w gospodarstwach rolnych).
6. Regulacje unijne i krajowe, zwłaszcza w obszarze ekologii, nie zawsze uwzględniają skutki ciągłone, co może prowadzić do negatywnych skutków, m.in. do przedwczesnego likwidowania jednostek wytwórczych, a w niektórych przypadkach do bardziej negatywnych skutków dla klimatu (wożenie biomasy na tysiące kilometrów).

Propozycje działań

1. Uruchomienie długoterminowego planowania rozwoju gospodarczego, w tym wielokierunkowej optymalizacji pokrywania potrzeb energetycznych, stworzenie sieci współpracujących ośrodków naukowo – badawczych i jednostki koordynującej dla uzyskania wysokiego poziomu prognoz. Konieczne jest opracowanie w trybie pilnym realistycznej ścieżki rozwoju elektroenergetyki w perspektywie 30 lat, zawierającej podstawowe ustalenia dotyczące m.in. skali wymaganego rozwoju, struktury wykorzystywanych paliw pierwotnych, technologii wytwarzania, wpływu na środowisko jako podstawy dla podejmowania przez administrację państwową działań wspierających realizację założonego celu (m.in. w ramach przygotowywania unijnych i krajowych regulacji prawnych, planowania rozwoju infrastruktury).
2. Realne wsparcie dla rozwoju technologii czystego węgla poprzez zmiany regulacji dofinansowania projektów, stymulowanie przemysłu chemicznego dla pozyskiwania nowych technologii wychwytywania CO₂.
3. Uruchomienie przez rząd działań na rzecz budowy energetyki jądrowej w Polsce, w tym poprzez wsparcie udziału polskich firm w budowie EI Ignalina II.
4. Wsparcie instalacji pilotowych wychwytywania i składowania CO₂, uruchomienie prac badawczo – rozwojowych oraz legislacyjnych dla umożliwienia składowania wychwytywanego CO₂ z energetyki węglowej.
5. Rozważanie możliwości wzmocnienia siły polskich firm energetycznych, w tym możliwości łączenia firm elektroenergetycznych z firmami sektora paliw ciekłych i gazowych dla uzyskania zdolności konkurowania o dostęp do globalnych zasobów surowcowych.
6. Stworzenie efektywnych platform współpracy między krajami „węglowymi” UE dla efektywniejszego wpływania na racjonalizację regulacji UE.
7. Skuteczne negocjacje z UE w sprawie ewolucyjnego rozwiązywania problemów ekologicznych, zwłaszcza w zakresie:
 - możliwości funkcjonowania istniejących źródeł spalania, szczególnie bloków 200 MW – 500 MW w perspektywie co najmniej 2025 r. bez konieczności spełnienia przez nie standardu emisji NO_x poniżej 400 mg/Nm³,
 - pozostawienia krajom członkowskim elastyczności w zakresie stosowania wymogów najlepszej dostępnej techniki (BAT), - wymiany istniejących mocy wytwórczych z uwzględnieniem aspektów technologicznych, technicznych i ekonomicznych.

Energetyka zawodowa deklaruje swój udział we wszystkich powyższych działaniach, w zakresie możliwym do realizacji przez firmy.

1. Podstawowe problemy funkcjonowania energetyki w Polsce

1.1. Charakterystyka stanu urządzeń wytwórczych w energetyce

Energetyka polska jest jedną z największych w krajach Unii Europejskiej. Łączna moc zainstalowana przekracza 35 tys. MWe, na co składają się:

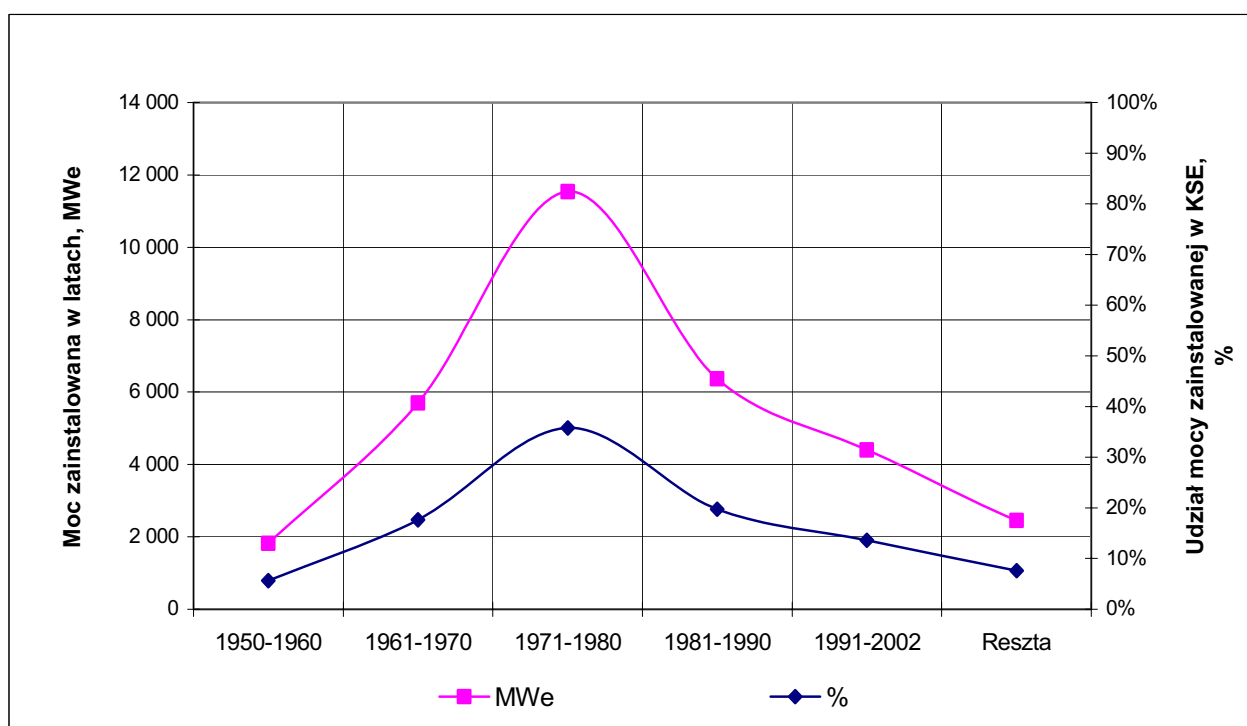
- elektrownie zawodowe,
- elektrociepłownie zawodowe,
- elektrociepłownie przemysłowe.

Krajowy system elektroenergetyczny dysponuje jedynie teoretyczną nadwyżką w stosunku do zapotrzebowania szczytowego, które w styczniu br. osiągnęło historyczną najwyższą wartość i przekroczyło 25 tys. MW.

Tabela 1.1. Moc zainstalowana elektrowni w Polsce na koniec roku [MW]

	Kategoria	2005	2006
1.	Elektrownie i elektrociepłownie zawodowe	32 655	32 897
1.1.	Ciepne, w tym:	30 476	30 713
1.1.1.	- na węglu kamiennym	20 385	20 629
1.1.2.	- na węglu brunatnym	9 216	9 216
1.1.3.	- na gaz ziemny	854	847
1.2.	Wodne	2 179	2 184
2.	Elektrociepłownie przemysłowe	2 522	2 535
3.	Źródła odnawialne	227	283
	Kraj ogółem	35 404	35 715

Znaczna część mocy w systemie jest mocno wyeksploatowana, wiele z elektrowni jest zamortyzowanych powyżej 80%, nieraz nawet w 100%.



Rys. 1. Wiek mocy w Krajowym Systemie Energetycznym.

Większość pracujących obecnie urządzeń wytwórczych pochodzi z 20-lecia 1966-1985. W okresie tym oddano do eksploatacji łącznie ponad 21 tys. MW nowych mocy, głównie w ciepłych elektrowniach zawodowych. Budowane wówczas bloki energetyczne klasy 120 i 200 MW w większości przekroczyły już - kryterialne z punktu widzenia żywotności najbardziej termicznie obciążonych elementów – 200 tys. godzin pracy.

Od początku lat 90. zostało oddanych do użytkowania około 7 tys. MW mocy, głównie bloków klasy 360 MW, powstały również pierwsze jednostki na gaz ziemny. Obecnie budowane są 3 duże bloki energetyczne o łącznej mocy 1 800 MW, z których jeden jest w fazie przekazywania do eksploatacji, zaś kolejne dwa są planowane do uruchomienia w roku 2009 i 2010.

Z dużym prawdopodobieństwem można przyjąć, iż do końca roku 2015 nie zostaną wybudowane nowe, istotne dla KSE moce elektryczne. Wynika to z jednej strony z braku środków finansowych wytwórców energii elektrycznej, z drugiej zaś spowodowane jest wydłużającymi się okresami uzyskiwania stosownych zezwoleń, brakiem mocy wytwórczych u dostawców urządzeń, jak również ograniczonymi możliwościami biur konstrukcyjnych.

Podany wyżej rok 2015 stanowi w energetyce europejskiej, szczególnie zaś jej części opartej na paliwach kopalnych, istotną cezurę czasową z uwagi na planowane kolejne zaostrzenie wymagań ekologicznych. Jeżeli obecne projekty prawne weszłyby w życie bez długich okresów dostosowawczych, będą skutkowały koniecznością wycofania z eksploatacji około 70% bloków, pracujących obecnie w Polsce. Skutki takich decyzji byłyby ogromnym ciężarem dla polskiej gospodarki.

Znaczna część istniejących bloków została w ostatnich latach zmodernizowana głównie w oparciu o Kontrakty Długoterminowe zawierane pomiędzy wytwórcami a Polskimi Sieciami Elektroenergetycznymi. W ramach modernizacji i głębokich retrofitów uzyskano m.in.:

- przedłużenie żywotności urządzeń o ok. 100 tys. godzin pracy,
- poprawę sprawności wytwarzania o 3-4%,
- znaczną redukcję emisji SO₂, NO_x i pyłu poprzez zabudowę instalacji ochrony środowiska.

W przypadku konieczności przedwczesnego odstawiania bloków, zainwestowane na ten cel środki zostałyby częściowo zmarnowane.

Wytwórcy energii elektrycznej w Polsce planują do roku 2020 wycofanie znacznej części mocy zainstalowanej. Już dzisiaj powoduje to praktycznie brak rezerwy mocy w systemie. Zebrane dane wskazują, iż moc osiągalna samych tylko elektrowni zawodowych zmniejszy się z poziomu ok. 25 000 MW do ok. 14 500 MW, z czego głębokie modernizacje mogą objąć kolejne 5 700 MW. Jedynie w odniesieniu do 8 300 MW, a więc tylko 1/3 mocy elektrowni zawodowych brak informacji o planowanych likwidacjach lub modernizacjach do roku 2020.

Realizacja powyższego scenariusza przy jednoczesnym braku nowych mocy spowoduje nieuchronny już dramatyczny deficyt energii elektrycznej ze źródeł krajowych, którego nie wyrównają ograniczone możliwości importowe.

Niezbędne są natychmiastowe działania dla pozyskania sojuszników w innych krajach „węglowych” UE na rzecz doprowadzenia do racjonalizacji planowanych zmian w regulacjach ekologicznych. Jeżeli te działania nie rozwiążą problemu, konieczne będzie uzgodnienie z Komisją Europejską indywidualnego programu złagodzenia sytuacji i ratowania polskiej gospodarki przed energetyczną zapaścią.

Jednocześnie Rząd powinien w trybie pilnym przygotować możliwość ogłoszenia przetargów na nowe moce, zarówno w podstawie, jak i szczytowe w różnych opcjach paliwowych, w powiązaniu ze zobowiązaniami, które wynikną dla Polski ze wspólnotowego programu 3 x 20%. Należy pilnie przeanalizować i ewentualnie uzgodnić z Komisją Europejską warunki wsparcia inwestorów z wykorzystaniem pomocy publicznej. Dla rozwoju źródeł podstawowych konieczne jest określenie,

jakie technologie mogą być zastosowane. Należy zapewnić, aby nowoczesne technologie węglowe dostawały uprawnienia do emisji CO₂ na pełne zdolności produkcyjne.

1.2. Monokultura paliwowa w sektorze wytwarzania

Ze względu na posiadane zasoby węgla kamienny i węgla brunatny stanowią dla polskiej energetyki naturalne źródło energii pierwotnej, decydując jednocześnie o wysokiej niezależności energetycznej kraju. Udział mocy zainstalowanej elektrowni i elektrociepłowni spalających węgiel przekracza 90% mocy w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE). Obok węgla, ok. 6% to hydroelektrownie, ok. 2,5% jest oparte o gaz, zaś reszta, czyli ok. 1% to energetyka odnawialna.

Z dużą dozą prawdopodobieństwa należy przyjąć, iż przez następne dziesięciolecia sytuacja nie ulegnie zasadniczym zmianom. Oczekuje się jedynie szybkiego rozwoju energetyki odnawialnej, która posiada obecnie relatywnie dobre warunki do inwestowania.

Zasadne wydaje się pilne podjęcie skutecznego programu budowy elektrowni atomowych, przy czym pierwszych mocy nie należy się spodziewać przed rokiem 2025, a zauważalnego udziału przed rokiem 2030. Za podjęciem takiego programu przemawiają względy ekologiczne, jak również pozytywne nastawienie rządów i społeczeństw niektórych krajów europejskich, w tym Skandynawii, czy Wielkiej Brytanii.

Jednocześnie należy mieć na uwadze, iż udostępnienie do eksploatacji krajowych zasobów węgla kamiennego i brunatnego wymaga zarówno znacznych środków, jak i czasu. Ostatnie niedobory węgla kamiennego w większości polskich elektrowni są sygnałem ostrzegawczym, że i sektor wydobywczy staje się niewydolny i zdąża ku zapaści lub drastycznego wzrostu cen węgla. Szczególnie dotkliwe, ze względu na wejście w życie od 1.01.2008 dyrektywy 2001/80 w sprawie ograniczania emisji zanieczyszczeń z dużych źródeł spalania (dyrektywy LCP) wprowadzonej do polskiego prawa rozporządzeniem Ministra Środowiska z grudnia 2005 r., są braki węgla niskozasiarczonego (0,5-0,7%), niezbędnego tak dla elektrociepłowni i ciepłowni, jak również dla elektrowni korzystających z derogacji traktatowych i derogacji naturalnych.

Krajowy węgiel będzie coraz droższy, jego ceny będą dążyć do wyrównania z cenami światowymi. Dla odbiorców położonych z dala od kopalń węgla kamiennego coraz większy udział w koszcie paliwa, sięgający nawet ponad 30%, mają koszty transportu. Może się to przełożyć na wzrost dostaw węgla z importu.

Jednocześnie niezbędne są znaczne nakłady inwestycyjne na udostępnienie nowych ścian w kopalniach głębinowych, jak również przygotowanie do eksploatacji w perspektywie 15-20 lat nowych zasobów węgla brunatnego, szczególnie w obszarze Legnica-Wschód.

Węgiel jest naszym bogactwem narodowym, niemniej korzystanie z tego bogactwa jest coraz trudniejsze i droższe, co wynika głównie z europejskich regulacji ochrony powietrza oraz programu ograniczania emisji gazów cieplarnianych. Nie ulega wątpliwości, że przyszłość węgla w energetyce musi uwzględniać 2 etapy:

- wdrażanie wysokosprawnych technologii na parametry nadkrytyczne i ultranadkrytyczne,
- spalanie bezemisyjne w powiązaniu z usuwaniem CO₂ ze spalin i jego geologicznym składowaniem.

Ze względu na swą strukturę zużycia paliw Polska musi priorytetowo przygotować i realizować oba powyższe programy z uwzględnieniem uwarunkowań ekonomicznych i społecznych.

1.3. Akcyza u wytwórców energii elektrycznej

Istotną rolę w strukturze ceny finalnej energii odgrywają obciążenia fiskalne (akcyza, podatek VAT, podatki lokalne - podatek od infrastruktury energetycznej). Podatki stanowią około 27-32% ceny energii dla gospodarstw domowych i około 29-35% dla odbiorców przemysłowych (wg danych ARE S.A. na dzień 1 stycznia 2007 r.). Obciążenie podatkiem akcyzowym wytwórców powoduje, że po uwzględnieniu strat przesyłowych, wzrost ceny energii u odbiorcy jest z tego tytułu wyższy od stawki płaconej

przez wytwórców. Dodatkowo, doliczanie przez wytwórców do ceny energii akcyzy przekłada się na wzrost wysokości podatku VAT (wyliczanego od ceny sprzedaży energii zwiększonej o akcyzę).

Producenci energii elektrycznej, począwszy od 22 marca 2002 r., naliczają i płacą podatek akcyzowy od wyprodukowanej przez siebie energii elektrycznej w wysokości 20 zł/MWh. Na podstawie art. 6 ust. 5 ustawy z dnia 23 stycznia 2004 r. o podatku akcyzowym (Dz.U. Nr 29, poz. 257 z późniejszymi zmianami) obowiązek podatkowy od energii elektrycznej powstaje z dniem jej wydania. Tymczasem, zgodnie z art. 21 ust. 5 tzw. „Dyrektywy Energetycznej” (Dyrektywa Rady 2003/96/WE z dnia 23 października 2003 r. w sprawie restrukturyzacji wspólnotowych przepisów ramowych dotyczących opodatkowania produktów energetycznych i energii elektrycznej), energia elektryczna i gaz ziemny podlegają podatkowi, które stają się wymagalne w momencie dostawy przez dystrybutora lub redystrybutora, co oznacza, że podatek akcyzowy od energii elektrycznej powinien być naliczony i zapłacony przez dystrybutora lub redystrybutora w momencie dostawy odbiorcy końcowemu. Jednocześnie wzmiankowana dyrektywa w art. 18a ust. 9 określa, że „Rzeczypospolita Polska może stosować okres przejściowy do dnia 1 stycznia 2006 roku w celu dostosowania swojego systemu opodatkowania energii elektrycznej do ram wspólnotowych”. Oznacza to, że od dnia 1 stycznia 2006 r. ustawa o akcyzie w zakresie opodatkowania energii elektrycznej jest sprzeczna z prawem wspólnotowym. W świetle prawa polskiego (m.in. Konstytucja RP art. 91) akty prawne stanowione przez Unię Europejską powinny stanowić element polskiego porządku prawnego, a w razie sprzeczności z prawem krajowym, mają wyższą moc obowiązującą od polskich ustaw. Niezgodność przedmiotowych regulacji potwierdziła Komisja Europejska, która w związku z brakiem reakcji strony polskiej w przedmiocie dostosowania prawa, złożyła skargę do Europejskiego Trybunału Sprawiedliwości (sprawa nr C-475/07 – czeka na rozpoznanie).

Dane te wskazują, że producenci energii elektrycznej od dnia 1 stycznia 2006 r. do chwili obecnej, naliczając i odprowadzając podatek akcyzowy od energii dostarczonej w celu dalszej odsprzedaży, płacą go niezgodnie z regulacjami wspólnotowymi. Daje to możliwość producentom energii elektrycznej występowania do Urzędów Celnich z wnioskami o stwierdzenie nadpłaty w podatku akcyzowym i żądania jego zwrotu. Z takim poglądem zgodził się również Wojewódzki Sąd Administracyjny w Lublinie we wszystkich wydanych do tej pory orzeczeniach dotyczących wniosków podatnika (producenta energii elektrycznej) o stwierdzenie nadpłaty w podatku akcyzowym (sygn.: I SA/Lu 516/07, I SA/Lu 517/07, I SA/Lu 519/07, I SA/Lu 520/07, I SA/Lu 523/07, I SA/Lu 627/07).

Wiele państw UE zrezygnowało ze stosowania dla energii elektrycznej podatku akcyzowego (np. Czechy, Grecja, Irlandia, Słowacja, Węgry, Wielka Brytania), lub utrzymało go w minimalnej wysokości (np. Portugalia), a wyjątkiem są niektóre wysoko rozwinięte kraje, które utrzymały wysokie stawki akcyzy (np. Dania, Austria, Francja i Włochy). Niemniej porównując obciążenia podatkowe nakładane na produkcję energii elektrycznej w Polsce z krajami o podobnym potencjale gospodarczym, są one niemal dwukrotnie większe.

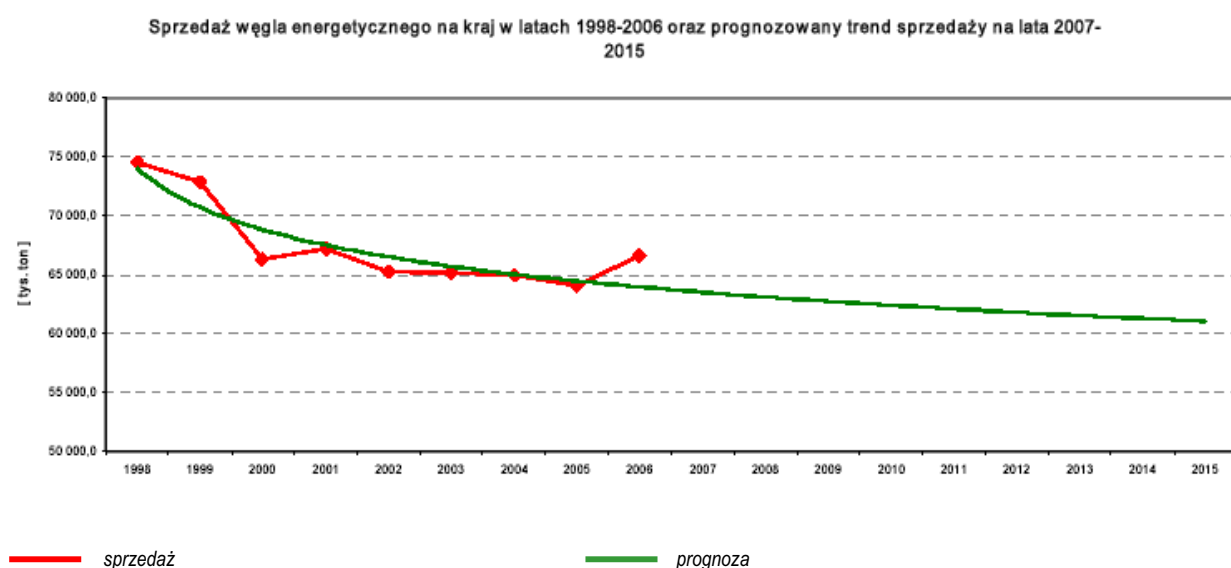
Przedstawione powyżej fakty wskazują na konieczność pilnej nowelizacji prawa podatkowego i dostosowania go do wymogów unijnych.

1.4. Rosnące ceny paliw, transport i podaż paliwa

Trudna sytuacja wytwórców energii elektrycznej w zakresie zbyt niskich, ze względu na brak możliwości dostaw pod koniec 2007 r oraz w roku 2008, zapasów węgla została wykorzystana przez górnictwo w negocjacjach warunków cenowych dla węgla dostarczanego w 2008 r. Producenci węgla zaoferowali stronie energetycznej wzrost cen węgla na poziomie od 12 do 17% w stosunku do cen z ubiegłego roku. Strona energetyczna, w związku z niskimi stanami zapasów, zmuszona została do przyjęcia zaproponowanych warunków cenowych bez realnych możliwości ich obniżenia, pomimo że zawarte kontrakty na sprzedaż energii takiego wzrostu cen węgla nie przewidywały. W uzasadnieniu wysokiego wzrostu cen węgla dla sektora energetycznego, spółki węglowe podnosiły aspekt konieczności znacznego wzrostu wynagrodzeń, pokrycia rosnących kosztów wydobycia, niezbędnych nakładów inwestycyjnych na utrzymanie zdolności wydobywczych oraz braku znaczących wzrostów cen w latach ubiegłych.

Dodatkowym argumentem do podniesienia cen węgla przez krajowych producentów węgla kamiennego był gwałtowny wzrost cen węgla na rynkach światowych, który spowodował znaczne dysproporcje pomiędzy wielkością przychodów ze sprzedaży węgla odbiorcom krajowym, a wielkością przychodów ze sprzedaży eksportowej. Obecna cena węgla na rynkach zagranicznych z uwzględnieniem kosztów jego transportu do odbiorcy jest niemal dwukrotnie wyższa od węgla kupionego na warunkach tegorocznych u krajowych dostawców. Niska podaż węgla niskosiarkowego, mimo zawartych umów wieloletnich, przełożyła się na znacznie wyższy w stosunku do ubiegłego roku wzrost jego ceny w 2008 r. Krajowi producenci węgla podnieśli cenę tego węgla średnio o 25%.

Rysunek 2. wskazuje, że od kilku lat obserwowane jest utrzymywanie się na stałym poziomie wielkości sprzedaży węgla energetycznego. Z informacji przedstawianych przez przedstawicieli spółek górniczych wynika, że w 2007 r. wielkość sprzedaży węgla energetycznego dla odbiorców krajowych utrzymywała się na podobnym poziomie. Rosnący popyt i wysokie ceny eksportowe spowodowały zachwianie równowagi na rynku węgla energetycznego w Polsce.



Rys. 2. Sprzedaż węgla energetycznego na kraj w latach 1998-2006 oraz prognozowany trend sprzedaży na lata 2007-2015.

Źródło: www.mg.gov.pl: Strategia działalności górnictwa węgla kamiennego w Polsce w latach 2007 – 2015.

1.5. Brak mechanizmów gwarantujących wielkość i przewidywalność cenową dostaw węgla w perspektywie wieloletniej

Dla zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii w długim okresie czasu, konieczne jest długofalowe zabezpieczenie dostaw paliwa, po przewidywalnej cenie. Cena paliwa winna z jednej strony zapewniać zakładom górniczym pokrycie również kosztów inwestycji podtrzymujących zdolności wydobywcze, a z drugiej strony nie przekraczać poziomu ekwiwalentu międzynarodowych cen rynkowych paliwa. Dotychczasowe ceny węgla w Polsce nie pozwalały górnictwu na odpowiednie inwestycje dla zapewnienia dostaw oczekiwanych przez odbiorców krajowych.

Dla bezpieczeństwa zaopatrzenia w energię elektryczną i ciepło niezbędne jest przełamanie wieloletniej, złej tradycji, corocznego negocjowania, częstokroć w sytuacjach wymuszenia, warunków cenowych dostaw. Konieczne jest doprowadzenie, do oparcia relacji pomiędzy energetyką, a górnictwem na umowach długoterminowych, gwarantujących stabilność rozwoju obu stron, dla dobra całej gospodarki narodowej.

1.6. Ograniczenia w transporcie węgla

Podstawowym środkiem transportu, wykorzystywanym w polskiej energetyce dla dostaw węgla, jest transport kolejowy. Podmiotów, które zgodnie z obowiązującymi przepisami posiadają licencję na przewozy wydaną przez Urząd Transportu Kolejowego, jest ponad 80, jednak zaledwie kilka dysponuje potencjałem przewozowym adekwatnym do potrzeb elektrowni systemowych. Największym przewoźnikiem na rynku krajowym jest PKP CARGO S.A. Potencjał przewozowy pozostałych przewoźników jest znacząco niższy. Poważnym ograniczeniem dla przewoźników w realizacji dużych wolumenów przewozów, jakie zlecają przedsiębiorstwa energetyczne, jest mała ilość wagonów przeznaczonych do przewozu węgla i lokomotyw pociągowych. Przewoźnicy prywatni są w stanie zrealizować maksymalnie około 30% potrzeb elektrowni systemowych opalanych węglem kamiennym pod warunkiem, że zaangażują praktycznie cały posiadany tabor, przeznaczony do przewozu węgla. Taki stan stwarza duże ryzyko wystąpienia zakłóceń w dostawach, szczególnie w przypadku wystąpienia u przewoźników dodatkowych problemów technicznych z taborem. Przewoźnicy nie podają do publicznej wiadomości, ile posiadają wagonów każdego typu, podawane są jedynie wielkości sumaryczne. Szacuje się, że spośród wszystkich wagonów około 70% stanowią wagony przeznaczone do przewozu węgla. W rzeczywistości liczba wagonów możliwych do wykorzystania do przewozu węgla ulega dalszym ograniczeniom, spowodowanym takimi czynnikami jak stan techniczny i, specyfika urządzeń rozładowniczych.

Przedstawione wyżej problemy w sposób szczególny uwidaczniają się corocznie w IV kwartale. Wzrost zapotrzebowania na przewozy towarów masowych (wzrost zapasów węgla w elektrowniach i elektrociepłowniach, przewozy innych towarów, w tym płodów rolnych) przekracza możliwości przewozowe zarówno przewoźników prywatnych, jak i PKP CARGO S.A. Brak dostatecznej ilości taboru powoduje załamanie realizacji harmonogramów przewozów. Nie można wykluczyć, że brak realizacji przewozów planowych wynika również z realizacji zleceń spotowych po znacząco wyższych cenach. W 2007 r., m.in. w wyniku znaczącego wzrostu gospodarczego, a tym samym wzrostu ilości przewożonych towarów, praktycznie wszyscy przewoźnicy wykonali swoje roczne plany przewozów we wrześniu lub październiku. W szczycie jesienno – zimowym popyt na usługi przewozowe, podobnie jak w poprzednich latach, przewyższał możliwości przewoźników. W przypadku największego przewoźnika kolejowego – PKP Cargo S.A. – zaległości w realizacji przewozów węgla dla energetyki pojawiły się w październiku 2007 r. i sukcesywnie narastały do grudnia włącznie. Braki w dostawach węgla wynikały m.in. z niedostatecznej liczby wagonów i niedotrzymywania harmonogramów podstawiania pustych węglarek pod załadunek. Podejmowane przez wytwórców interwencje, zmierzające do zintensyfikowania dostaw bieżących i realizacji zaległości, nie przyniosły pożądanego efektu. Zaistniałe ograniczenia w realizacji przewozów węgla były jedną z istotnych przyczyn niedotrzymania przez przedsiębiorstwa energetyczne minimalnego zapasu węgla, określonego w Rozporządzeniu Ministra Gospodarki.

Podobne problemy wystąpiły również w przypadku transportu węgla energetycznego przez przewoźników prywatnych. Z powodu braku realizacji zaplanowanych wcześniej przewozów przedsiębiorstwa energetyczne były zmuszone do zlecenia przewozów spotowych innym przewoźnikom, po znacząco wyższych cenach. Również takie interwencyjne działania często kończyły się niepowodzeniem z powodu ograniczeń logistycznych.

Oczekuje się, że pewna poprawa opisanej sytuacji nastąpi w wyniku znaczącego dofinansowania i zwiększenia ilości posiadanego taboru. W ubiegłym roku zaszły duże zmiany własnościowe przewozowych spółek kolejowych. Np. PCC RAIL S.A. wykupił na początku 2007 r. większościowe udziały PTK Holding S.A. Zabrze i PTK i GK Rybnik, co spowodowało powstanie największej grupy kolejowych przedsiębiorstw przewozowych. Natomiast w listopadzie ubiegłego roku CTL Logistics S.A. został przejęty w wyniku zakupu 75% akcji przez amerykańską firmę logistyczną Bridgepoint. Powyższe transakcje mogą spowodować szybszy rozwój spółek przez ich dokapitalizowanie i budowanie większej konkurencji na rynku

przewozów kolejowych. Ocenia się jednak, że efekty liberalizacji tego rynku będą odczuwalne dopiero za 3-4 lata. Biorąc pod uwagę niski potencjał przewozowy przewoźników prywatnych należy uznać, że PKP Cargo SA pełni rolę kluczowego przewoźnika na krajowym rynku, zwłaszcza w obszarze przewozów surowców strategicznych dla polskiej gospodarki, którym jest węgiel kamienny dla energetyki zawodowej. Należy w związku z tym podjąć działania, które pozwolą tej firmie wywiązywać się ze zobowiązań na przestrzeni całego roku.

1.7. Rosnące ceny materiałów i usług dla sektora

Regulowane ceny energii elektrycznej i ciepła nie pokrywają w wystarczającym stopniu kosztów wytworzenia i obok niestabilnych ram prawnych funkcjonowania sektora są kolejnym istotnym czynnikiem zniechęcającym inwestorów do angażowania środków w polskiej energetyce. Wskaźniki rentowności u wytwórców ulegają pogorszeniu.

Tymczasem szybki wzrost gospodarczy w Azji, szczególnie w Chinach, jak również realizacja programu odbudowy mocy wytwórczych w krajach Europy Zachodniej wywołały gwałtowne zapotrzebowanie na materiały, urządzenia wytwórcze, usługi montażowe i projektowe, których podaż jest niewystarczająca. Dlatego też w ostatnich dwóch latach w znacznym stopniu wzrosły, obok kosztów zmiennych paliwa, również koszty stałe funkcjonowania elektrowni i elektrociepłowni. Z doświadczeń branży ocenia się, że wraz z wydłużeniem terminów dostaw, ceny materiałów w poszczególnych asortymentach wzrosły o 50-100%. Jednocześnie firmy usługowe składają oferty o 100-150% droższe, niż uprzednio.

Przy ograniczonych środkach remontowych przekłada się to na ograniczenie ich zakresu i obniżenie dyspozycyjności urządzeń. W odniesieniu do inwestycji firmy realizujące dostawy urządzeń podstawowych i ich komponentów proponują terminy na lata 2014-2015, żądając jednocześnie przedpłat nawet do 40%. Jednostkowe nakłady inwestycyjne na nowe moce cieplne w klasie bloków 800-900 MW_e zwiększyły się z 1 do 1,5 mln €/MW, zaś ewentualna konieczność spełnienia dodatkowych wymogów UE, tzw. *Capture Ready*, wartość tę jeszcze podniesie.

1.8. Brak jasno wytyczonej strategii i polityki rozwoju sektora

Opracowywana cyklicznie aktualizacja polityki energetycznej Polski jest dokumentem o dużym stopniu ogólności. Ponadto, przewidziana ustawą prawo energetyczne, część prognostyczna, w tym program działań wykonawczych na okres 4 lat, w każdej aktualizacji polityki przekazuje inne sygnały dla sektora i konsumentów energii. Wskazuje to na brak zorganizowanego udziału zaplecza naukowo – badawczego w opracowywaniu polityki energetycznej. W większości krajów Unii Europejskiej wypracowano system tworzenia tego typu opracowań. Powstają też dokumenty o większym stopniu szczegółowości, takie jak zintegrowane plany pokrywania potrzeb elektroenergetycznych, programy redukcji emisji dwutlenku siarki (SO₂), tlenków azotu (NO_x), dwutlenku węgla (CO₂) itp. Równoległe opracowywanie polityki i planów wycinkowych pozwala na wychwytywanie niespójności, pogłębianie analizy w wybranych obszarach, a przez to na uniknięcie wprowadzania dodatkowych ryzyk do tak kapitałochłonnego sektora, jakim jest elektroenergetyka. Ułatwia to podejmowanie decyzji o inwestycjach i pozyskiwanie środków zewnętrznych.

Posiadanie spójnych, rzetelnie przygotowanych prognoz rządowych, jest jednym z podstawowych warunków uzyskania racjonalnych decyzji Komisji Europejskiej w wielu sprawach. M.in. z tych powodów prawie 5 lat trwały uzgodnienia z Komisją Europejską w sprawie poziomu kosztów osieroconych przy rozwiązywaniu kontraktów długoterminowych. Brak wiarygodnych prognoz spowodował też niespójności w nowelizacji dyrektyw LCP i dyrektywy 2001/81 w sprawie krajowych pułapów emisyjnych (dyrektywy NEC) zawartych w Traktacie o Przystąpieniu. W dyrektywie NEC limit emisji SO₂ na 2010 rok wynosi dla Polski 1397 tys. Mg. Z tej ilości dla instalacji objętych dyrektywą LCP przypada ponad 700 tys.

Mg. Z kolei w nowelizowanej Traktacie o Przystąpieniu dyrektywie LCP limit emisji SO₂ dla instalacji objętych tą dyrektywą wynosi tylko 454 tys. ton i to już w 2008 roku. Ponadto w Traktacie o Przystąpieniu znajduje się wymóg opracowania krajowego planu redukcji SO₂ i przedstawienia go do Komisji Europejskiej do końca 2007 r. Niestety taki plan jeszcze nie powstał, a wielu wytwórców realizuje budowę instalacji odsiarczania bez możliwości sprawdzenia, czy jest to zgodne z kierunkiem preferowanym przez rząd. Brak wiarygodnych prognoz jest też jedną z przyczyn problemów z bardzo niskim przydziałem uprawnień do emisji CO₂ na lata 2008 - 2012.

Te przykłady najlepiej ilustrują skalę problemów, jakie powstają ze względu na niespójną i często zmienianą politykę energetyczną oraz brak programów szczegółowych.

Proponuje się, żeby przygotowanie założeń do nowelizacji polityki energetycznej, a szczególności pakiet prac analitycznych oraz wycinkowe plany rozwojowe opracowywać przy udziale jednostek naukowo-badawczych.

Polityka i strategia muszą być źródłem regulacji prawnych o długiej perspektywie obowiązywania, aby zmniejszyć ryzyko prawne dla inwestorów i ograniczyć koszt tego ryzyka.

1.9. Rosnące wymogi ekologiczne

Regulacje w zakresie emisji SO₂ i NO_x wraz z brakiem uprawnień do emisji CO₂ na lata 2008-12 stanowią jedno z największych wyzwań dla wytwórców energii elektrycznej i ciepła.

1.9.1. Wymogi prawne w zakresie emisji SO₂ i NO_x

Aktualną sytuację prawną w odniesieniu do SO₂ i NO_x regulują:

- Dyrektywa 2001/80 w sprawie ograniczenia emisji niektórych zanieczyszczeń do powietrza z dużych źródeł spalania (LCP) oraz dyrektywa 2001/81 w sprawie krajowych limitów emisji SO₂ i NO_x (NEC),
- derogacje określone w aneksie XII do Traktatu o Przystąpieniu (ToP),
- rozporządzenie Ministra Środowiska z 20.12.2005 r. w sprawie standardów emisyjnych z instalacji.

Polska uzyskała okresy przejściowe dla imiennie podanych w ToP instalacji:

- w zakresie SO₂ od r. 2008 maksymalnie do końca 2015 r.
- w zakresie NO_x od r. 2016 do końca 2017 r.

Wraz z przyznaniem Polsce okresów przejściowych w ToP wprowadzono zapis o dopuszczalnym pułapie emisji dla wszystkich źródeł objętych Dyrektywą 2001/80, który powoduje, iż sektor nasz praktycznie nie może skorzystać z przyznanych derogacji.

Tabela 2.. Pułap dopuszczalnych emisji w latach 2008-2012

Wyszczególnienie	Rok 2008	Rok 2010	Rok 2012
Dla SO ₂ [tys. Mg]	454	426	358
Dla NO _x [tys. Mg]	254	251	239

Należy jednoznacznie stwierdzić, iż mimo podjętego przez podsektor elektrowni zawodowych wysiłku budowy instalacji odsiarczania spalin przy jednoczesnej bierności pozostałych użytkowników źródeł dużej mocy, Polska nie dotrzyma podanych wyżej zobowiązań dla SO₂. Konsekwencją powyższych uwarunkowań będą potencjalne kary lub ubytki mocy.

Przy prognozowanym szybkim wzroście produkcji energii elektrycznej również limity dla emisji NO_x w latach 2010 i 2012 zostaną przekroczone.

1.9.2. Ograniczenie emisji gazów cieplarnianych

Deficyt uprawnień do emisji CO₂ na lata 2008-12 wynika bezpośrednio z decyzji Komisji Europejskiej z 26.03.2007 r., obniżającej Polsce przydział uprawnień z 284 mln Mg średniorocznie, określonych w projekcie Krajowego Planu Rozdziału Uprawnień (KPRU II) z czerwca 2006 r., do 208,5 mln Mg.

Wg przeprowadzonych przez sektor analiz Komisja Europejska przyjęła dla Polski do wyliczeń błędne dane makroekonomiczne, poczynając od zaniżonego wzrostu PKB rządu 4,7%. Tylko z tego tytułu ilość uprawnień została zaniżona o ok. 20 mln Mg.

Niedostateczna ilość nieodpłatnych uprawnień dla sektorów objętych wspólnotowym systemem handlu emisjami (SHE) ograniczy rozwój gospodarczy naszego kraju i wydłuży perspektywę osiągnięcia średniego poziomu rozwoju krajów UE. Przydziały dla sektorów, określone w projekcie rozporządzenia Rady Ministrów z 12.02 br., jednoznacznie wskazują, iż największe koszty poniosą wytwórcy energii elektrycznej i ciepła. Należy stwierdzić, iż w istniejących urządzeniach wytwórczych nie ma możliwości istotnego obniżenia emisji CO₂ w procesie produkcji energii.

Konsekwencją braku wystarczającej liczby uprawnień do emisji CO₂ będzie z jednej strony wzrost kosztów wytwarzania, który wytwórcy będą musieli przenieść na odbiorców, jak również dalsze ograniczenie możliwości finansowania inwestycji. Jednocześnie nie można wykluczyć ograniczania przez wytwórców produkcji energii elektrycznej. Sygnalizowane w ostatnich tygodniach braki rezerw mocy szczytowych częściowo mogą być skutkiem niedostatku uprawnień i wskazują na zwiększające się zagrożenie bezpieczeństwa dostaw energii. Podkreślić należy, że nie jest obecnie możliwe przeniesienie kosztów zakupu uprawnień poprzez taryfy energii elektrycznej i opłatę przesyłową.

Elektrowniom zawodowym zabraknie ok. 110 mln uprawnień na pokrycie emisji CO₂ z prognozowanej na lata 2008-12 produkcji energii elektrycznej, co dla ostrożnie założonej średniej ceny uprawnień 25 €/Mg CO₂ spowoduje nieefektywny wzrost kosztu produkcji ponad limity KPRU II o kilkadziesiąt złotych za MWh.

Jednocześnie należy zauważyć, iż pozostałe sektory mają otrzymać przydziały przekraczające nieraz znacznie poziom rzeczywiste emisji CO₂ w roku 2006, podczas gdy elektrownie i elektrociepłownie będą miały ten przydział o wiele niższy. Dlatego też nasze środowisko nie może zaakceptować propozycji z projektu rozporządzenia RM z 12.02 i oczekuje dokonania rozdziału uprawnień uwzględniającego rachunek ekonomiczny w skali całej gospodarki krajowej. Konieczne są dalsze negocjacje z KE, aż do uzyskania przydziału uprawnień w ilości przekraczającej emisję z 2005 roku co najmniej o 20%.

1.10. Brak inwestycji w nowe moce – ryzyko deficytu energii elektrycznej

Gospodarka polska dynamicznie się rozwija, a wraz z nią rośnie zapotrzebowanie na energię elektryczną w przemyśle i usługach, ale również w gospodarstwach domowych. Przykładowo w aglomeracji wrocławskiej zapotrzebowanie w ostatnich trzech latach rosło w tempie 10% każdego roku. W rezultacie, wg danych PSE Operator S.A., z powodu wyczerpania się rezerw mocy, system krajowy elektroenergetyczny balansuje na granicy wydolności i wielokrotnie w ciągu 2007 r. znajdował się o krok od przymusowych wyłączeń odbiorców.

Z licznych prognoz zapotrzebowania na energię elektryczną (najnowsza zawarta jest w projekcie Polityki energetycznej Polski do roku 2030) wynika, że w najbliższych latach nastąpi wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną, przy czym wskaźnik przyrostu waha się od 2,2% do 3,8% w skali rocznej. Z najbardziej ostrożnych szacunków wynika, że deficyt mocy podstawowej wystąpi już przed 2015 r. i to przy założeniu, że wszystkie jednostki będą pracować przy średnim wykorzystaniu mocy zainstalowanej na poziomie 55%. Ostry deficyt mocy szczytowej wystąpi już przed 2010 r., ubytki mocy szczytowej przekraczają 10%. Ilustrują to poniższe dane.

Tabela 3. Prognoza krajowego zapotrzebowania na energię elektryczną wg projektu Polityki energetycznej Polski do 2030 roku [TWh]

Wyszczególnienie	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Zapotrzebowanie brutto	146,1	163,3	181,6	204,5	243,0	279,8

Tabela 4. Niezbędna moc brutto elektrowni i elektrociepłowni (spoza OZE-E)

Wyszczególnienie	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Zapotrzebowanie na energię elektryczną ze źródeł innych niż OZE-E [TWh]	142,2	151	167,3	187,9	223,3	257,3
Minimalna moc bloków przy 55% wykorzystaniu mocy zainstalowanej [MW]	29 514	31 341	34 724	39 000	46 347	53 404

W powyższych danych nie uwzględniono niezbędnych wyłączeń obiektów wynikających z zużycia technicznego oraz wymagań ochrony środowiska (około 40% mocy wytwórczych stanowią urządzenia liczące powyżej 30 lat, a około 34% – urządzenia mieszczące się w przedziale wiekowym 20-30 lat). Eksploatacja bloków starszych niż czterdziestoletnie jest ryzykowna i staje się coraz mniej opłacalna, a wprowadzenie ostrych wymagań ekologicznych przekreśli możliwość dalszej ich eksploatacji. Przyczyną regresu w energetyce jest brak możliwości inwestycyjnych wynikający przede wszystkim z niskiej rentowności sektora, która jest pochodną regulowanych niskich cen energii elektrycznej.

Uwzględniając wyżej opisane trendy, dla zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego kraju powinno być oddawane rocznie około 1000 MW nowej mocy. Uruchomiony ostatnio nowy blok w Elektrowni Pątnów (464 MW) oraz będące w budowie dwa nowe bloki (2009 r. - Łagisza 460 MW i 2010 r. - Bełchatów 860 MW) posłużą w zasadzie do skompensowania części ubytku starych bloków, wyłączanych z eksploatacji z powodu wieku i niedotrzymywania wymogów ekologicznych. Jak widać suma budowanych nowej mocy w ciągu najbliższych trzech lat będzie o ok. 40% niższa od poziomu niezbędnego do zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego państwa.

Nowe inwestycje są przygotowywane, lecz przejście do fazy realizacji jest utrudnione ze względu na obawy inwestorów i instytucji finansujących o ekonomiczną wykonalność tych przedsięwzięć. Bardzo ostrożne podejście tych podmiotów do budowy nowej mocy wpływa z faktu utrzymywania w obrocie regulowanych, zbyt niskich dla zapewnienia zwrotu z inwestycji, cen energii elektrycznej. Rosnące ceny dóbr inwestycyjnych i niejasne zasady przydziału uprawnień do emisji CO₂ pogłębiają tę niepewność. Działania regulatora, ograniczające wzrost cen, w tym nałożenie na spółki obrotu obowiązku przyjęcia do kalkulacji taryf dla odbiorców indywidualnych ceny energii nie wyższej niż 138 zł/MWh, drastycznie zwiększają ryzyko braku możliwości zbilansowania systemu. To, co chwilowo wydaje się działaniem w interesie odbiorców końcowych, w niedługim czasie przerodzić się może w stan permanentnych wyłączeń z ogromną szkodą dla tychże odbiorców.

Cena energii elektrycznej w hurcie sięga obecnie 145 zł/MWh, lecz aby zapewnić inwestycjom w nowe bloki węglowe dodatni wynik NPV, realne ceny energii elektrycznej netto (bez podatku VAT i akcyzy), musiałyby osiągnąć poziom minimum 180 zł/MWh. Przy oczekiwaniu piętnastoletniego okresu zwrotu nakładów, cena energii elektrycznej musiałaby przekraczać 200 zł za MWh. Jeśli na potrzeby nowego bloku należałoby dokupić przykładowo 20% praw do emisji CO₂, cena energii musiałaby wzrosnąć do 220 zł za MWh. Nawet, jeśli uznanoby budowę nowych mocy (w tym również i linii przesyłowych) w Polsce za priorytet i nastąpiłoby poluzowanie gorsetu regulacyjnego rynku energii elektrycznej, to dla szybkiej realizacji tych obiektów niezbędne byłyby także określone ułatwienia proceduralno-prawne, w tym m.in.: (1) ustawowe zakwalifikowanie elektrowni do grupy obiektów użyteczności publicznej oraz (2) wprowadzenie ułatwień proceduralno-prawnych dla budowy linii wysokich napięć.

W polskim prawie elektrownie nie są obiektami użyteczności publicznej, choć ustawa o gospodarce nieruchomościami do celów publicznych zalicza między innymi budowę i utrzymywanie przewodów i urządzeń służących do przesyłania energii elektrycznej. Włączenie elektrowni do tej grupy obiektów ułatwiłoby planowanie przestrzenne i zwiększyłoby możliwość pozyskiwania gruntów pod budowę nowych obiektów. Budowa pojedynczych odcinków linii energetycznych najwyższych napięć, podobnie jak budowa dróg i autostrad wymaga czasochłonnych uzgodnień z wieloma podmiotami, co bardzo wydłuża okres przygotowania inwestycji, czasami uniemożliwia ich realizację w zaplanowanym obszarze i terminie. Przy budowie linii energetycznych w pasie drogowym i wykorzystaniu preferencji jak dla budowy autostrad,

można byłoby uniknąć lub znacznie ograniczyć ilość takich sporów i w ten sposób przyspieszyć budowę linii. Być może w ustawie o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym powinny się znaleźć przepisy promujące takie rozwiązania.

1.11. Zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w perspektywie najbliższych kilku lat, w tym zagrożenie całkowitym załamaniem funkcjonowania Krajowego Systemu Elektroenergetycznego

Zagrożenie dla bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej może wynikać z:

- niedostatecznej mocy w KSE w źródłach krajowych i dostępnych poprzez połączenia międzysystemowe – zagrożenie dla wszystkich odbiorców w kraju,
- nierównomiernego rozłożenia źródeł i odbiorów przy braku odpowiednich zdolności przesyłowych – zagrożenia dla odbiorców na obszarze części kraju.

Od kilku lat takie zagrożenia już się pojawiają okresowo, a w okresie najbliższych pięciu lat, bez podjęcia działań zapobiegawczych, problem będzie jeszcze narastał. Sygnały te świadczą o zwiększającym się zagrożeniu trwałą utratą równowagi między podażą i popytem. Zlekceważenie takich sygnałów doprowadziło w wielu krajach do wystąpienia bariery wzrostu gospodarczego poprzez niepełne pokrywanie popytu na energię elektryczną i utrzymywanie się wysokich cen energii elektrycznej przez wiele lat. W Polsce narastanie zagrożeń jest przyspieszane przez nieracjonalne regulacje unijne i krajowe.

Podstawowe czynniki wpływające na narastanie zagrożeń to:

- niedostateczne warunki dla budowy nowych źródeł, niezbędnych do pokrycia rosnącego, krajowego zapotrzebowania na moc i energię elektryczną oraz w celu spełniania stale zaostrzanych wymogów ekologicznych i wynikających z ochrony klimatu,
- ograniczone możliwości budowy nowych linii przesyłowych w kraju i łączących z innymi systemami,
- nadmierna regulacja tłumiąca sygnały inwestycyjne i nie pozwalająca na efektywne wykorzystywanie wszystkich zasobów wytwórczych.

Taki stan jest niekorzystny dla konsumentów energii i dla firm sektora. Konieczne są szybkie, konsekwentne działania zarówno na poziomie rządowym, jak i sektorowym, jeżeli chcemy uniknąć przerw w dostawach energii elektrycznej i zapobiec wystąpieniu trwałego deficytu mocy.

W okresie najbliższych 5 lat, praktycznie nie będzie większych efektów z nowych inwestycji, poza tymi które już są realizowane. Niezbędne są pilne działania dla jak największego skrócenia okresu do pojawienia się następnego deficytu mocy i zdolności przesyłowych.

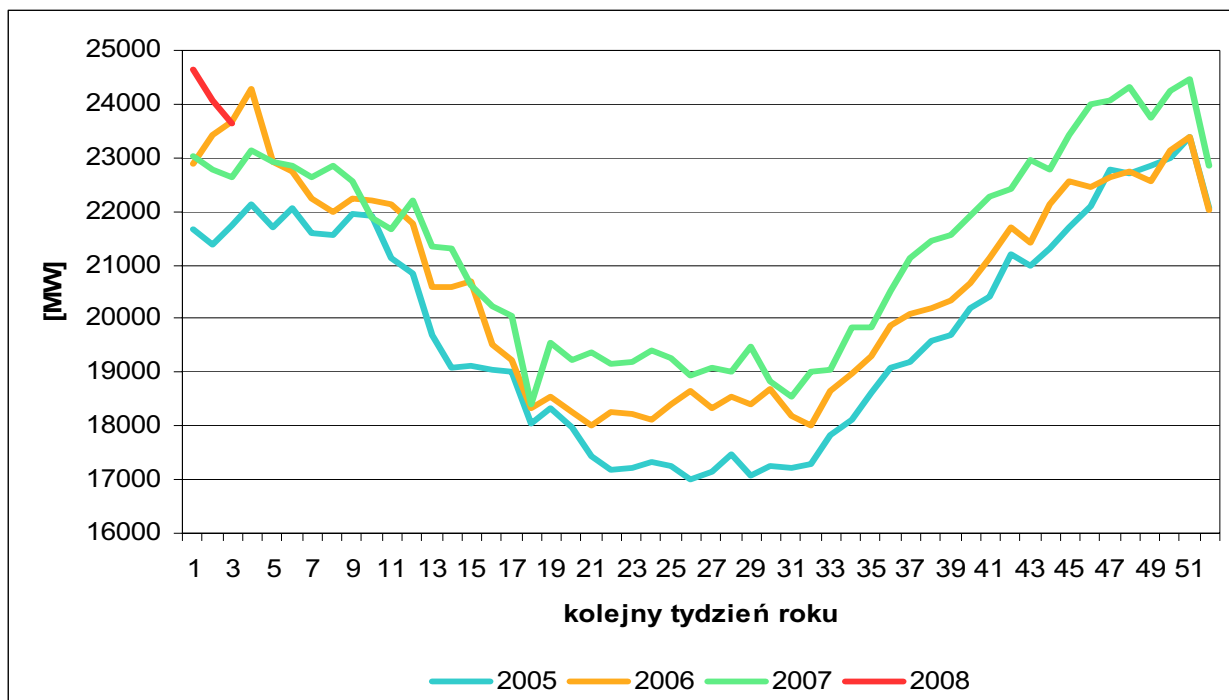
Niezwykle istotne znaczenie, dla utrzymania bieżącej ciągłości dostaw i kreowanie sygnałów dla inwestorów, będą miały modyfikowane rozwiązania w obszarze działania rynku energii, w tym przede wszystkim skuteczność działania mechanizmów kształtowania cen energii i rezerw mocy z punktu widzenia aktywizacji istniejących w kraju technicznych zasobów zdolności wytwórczych o wysokich kosztach produkcji. W tym zakresie podstawowym warunkiem aktywizacji tych źródeł jest jednak pełne uwolnienie cen energii elektrycznej oraz społeczna akceptacja wzrostu cen energii. Nie można wykluczyć, że dla zmniejszenia zagrożeń do racjonalnego poziomu przejściowo niezbędne będą interwencyjne działania rządu.

1.11.1. Trudności w pokryciu krajowego zapotrzebowania na moc i energię elektryczną

Zakładane w najbliższych latach szybkie tempo wzrostu gospodarczego spowoduje wyższy od planowanego wcześniej wzrost krajowego zużycia energii elektrycznej, wynikający zarówno z potrzeb rozwijającej się gospodarki, jak i wzrostu zużycia na potrzeby gospodarstw domowych. Z punktu widzenia bezpieczeństwa dostaw szczególnie istotne znaczenie ma wzrost zapotrzebowania na moc elektryczną. Rejestrowane aktualnie dane wskazują na tendencję wzrostową na poziomie ok. 5% w skali roku (Rys. 3).

Nowym zjawiskiem jest znacznie wyższy od przeciętnego wzrost zapotrzebowania na moc w okresie letnim oraz jego koncentracja w niektórych, dużych aglomeracjach miejskich. W szczególnym stopniu dotyczy to aglomeracji warszawskiej, gdzie w latach 2005-2007 zanotowano blisko 20% wzrostu zapotrzebowania na moc w okresie letnim. Wzrostowi zapotrzebowania na moc elektryczną towarzyszy znacznie wyższy wzrost zapotrzebowania na tzw. moc bierną, stwarzając dodatkowe trudności w dotrzymaniu wymaganych poziomów napięcia w sieci przesyłowej a przez to zagrożenie dla bezpieczeństwa dostaw energii do odbiorców na określonym obszarze.

Oczekiwany wzrost krajowego zapotrzebowania na energię elektryczną nie jest w wystarczającym stopniu kompensowany uruchamianiem nowych źródeł wytwórczych.



Rys. 3. Krajowe zapotrzebowanie na moc w kolejnych tygodniach lat 2005-2008 roku (wartości średnie ze szczytów obciążenia dni roboczych).

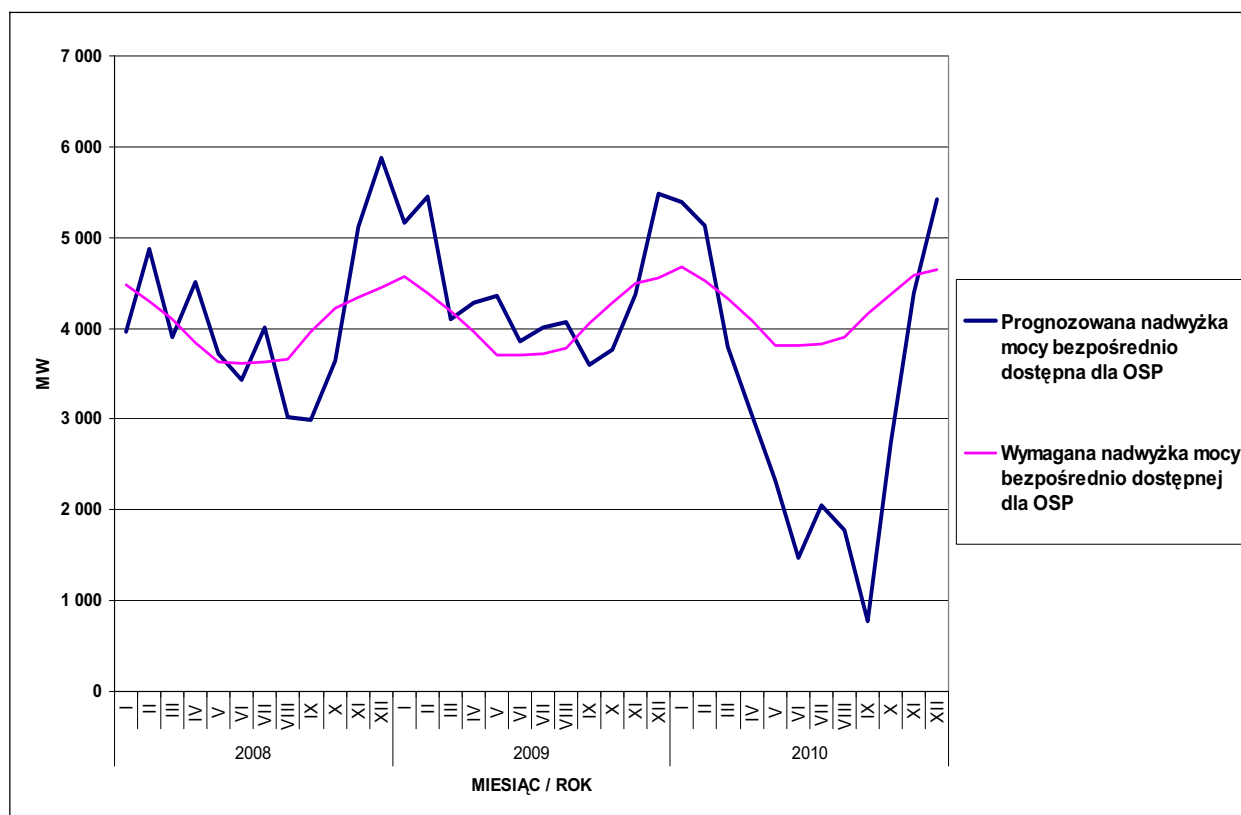
Uruchamianiu nowych jednostek wytwórczych w tym okresie towarzyszyć jednak będą odstawienia aktualnie pracujących jednostek wytwórczych, w części w celu ich modernizacji, ale likwidacja jednostek wytwórczych będzie stanowiła coraz większy procent. Jeżeli nie zmieni się polityka i decyzje Komisji Europejskiej w sprawie ochrony klimatu, a zwłaszcza przydziałów uprawnień do emisji CO₂, przyspieszona likwidacja wielu, nawet nie zamortyzowanych jednostek wytwórczych będzie koniecznością. Jednocześnie przydział uprawnień dla nowego bloku (Państw II) w ostatnim projekcie KPRU II na poziomie 70% potrzeb daje niezwykle negatywny sygnał dla inwestorów i kredytodawców. Może to zagrozić nawet już trwającym inwestycjom w Belchatowie i Łagiszy.

Przy utrzymaniu średniego tempa wzrostu zapotrzebowania na moc elektryczną na poziomie 4% wymagane są roczne przyrosty netto krajowych zdolności wytwórczych na poziomie nie niższym niż 1000 MW. Stopień zaawansowania przygotowań do budowy kolejnych bloków nie zapewnia nawet połowy tej wielkości. Przyrosty mocy w źródłach rozproszonych i odnawialnych niewiele poprawiają bilans, zwłaszcza w lecie. W najbliższych latach musimy się skupić na bardziej intensywnym wykorzystywaniu istniejących mocy.

PSE-Operator opracowuje cykliczne bilanse mocy w KSE wykorzystując dane zgłaszane przez wytwórców, własne statystyki dotyczące dyspozycyjności jednostek wytwórczych oraz prognozy zapotrzebowania

krajowego. Kluczowym dla oceny bezpieczeństwa dostaw parametrem planistycznym jest tzw. nadwyżka mocy bezpośrednio dostępna dla OSP. Stanowi ona różnicę pomiędzy planowaną wielkością mocy dostępnej w KSE dla produkcji energii elektrycznej (w sensie technicznym i ekonomicznym) a planowaną wielkością zapotrzebowania. Nadwyżka ta powinna pokryć wszystkie możliwe odchylenia od przyjętych założeń planistycznych, w tym nieplanowe postoje lub wymuszone zaniżenia mocy jednostek wytwórczych. W ramach planowania rocznego przyjmuje się jako wymaganą 18% nadwyżkę mocy dostępnej dla OSP w stosunku do krajowego zapotrzebowania na moc.

Opracowane na kolejne lata bilanse mocy w KSE wykazują systematyczny spadek nadwyżki mocy bezpośrednio dostępnej dla OSP. Na rysunku 4. porównano wartości tej nadwyżki wyznaczone dla lat 2008-2010 na podstawie głośzonych przez wytwórców prac remontowych i planowanych warunków pracy sieci z wartościami wymaganymi. Dane pochodzą z opracowanego zgodnie z obowiązującymi instrukcjami planu koordynacyjnego (listopad 2007).



Rys. 4. Planowana nadwyżka mocy dostępnej dla OSP w latach 2008-2010.

Szczególnie niepokojący jest znacznie szybszy spadek tej nadwyżki w okresie letnim w związku z:

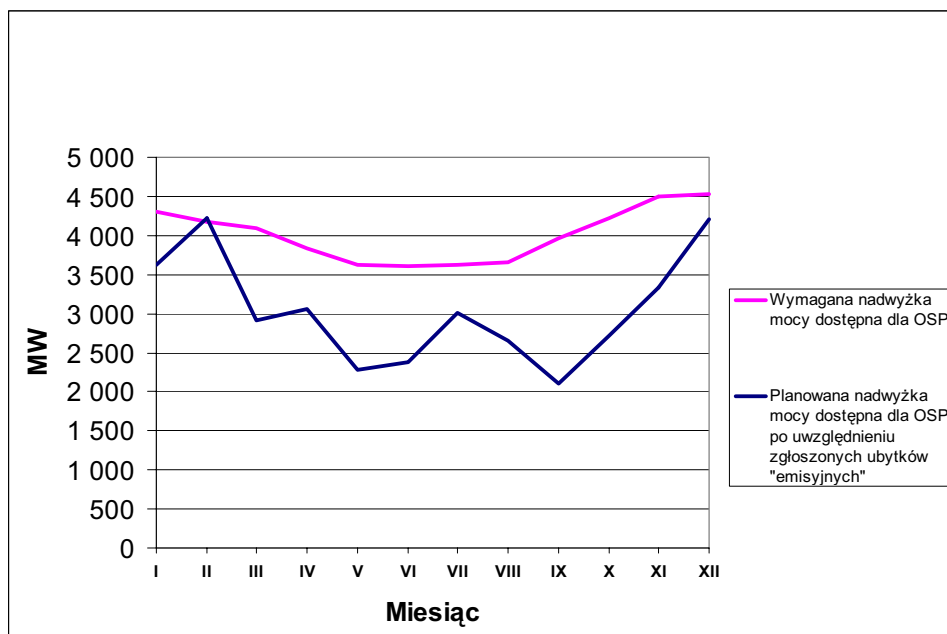
- rosnącym zakresem prac modernizacyjno-remontowych w elektrowniach, wymuszanych koniecznością dostosowywania do wymagań ekologicznych,
- występującymi ograniczeniami w wyprowadzeniu mocy z niektórych elektrowni w wyniku zmniejszonej dopuszczalnej obciążalności linii przesyłowych w warunkach wysokich temperatur,
- wzrostem wielkości mocy niedostępnej dla produkcji energii elektrycznej ze względów ekonomicznych lub technologicznych (do niedostępnych z tego powodu przez cały rok starych elektrowni zawodowych i przemysłowych dochodzą jednostki wytwórcze w elektrociepłowniach).

Przedstawione nadwyżki mocy nie uwzględniają możliwego zmniejszenia mocy dyspozycyjnej elektrowni w wyniku okresowych trudności w dostępie do paliwa oraz z powodu przekroczeń norm obiektowych emisji SO₂, NO_x i pyłu (opóźnione modernizacje - spiętrzenie modernizacji i nowych budów we wszystkich krajach

powoduje wydłużenie terminów dostaw, derogacje na 20000 godzin pracy do 2015 r. itp) lub braku uprawnień do emisji CO₂ (w przyszłości może i uprawnień do emisji SO₂ i NO_x).

Zapewnienie wystarczających dostaw węgla dla produkcji energii elektrycznej, przy zakładanym wzroście krajowego zapotrzebowania na energię elektryczną oraz konieczność dotrzymania przyznaných limitów emisji zanieczyszczeń mogą mieć w najbliższej przyszłości kluczowe znaczenia dla bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej.

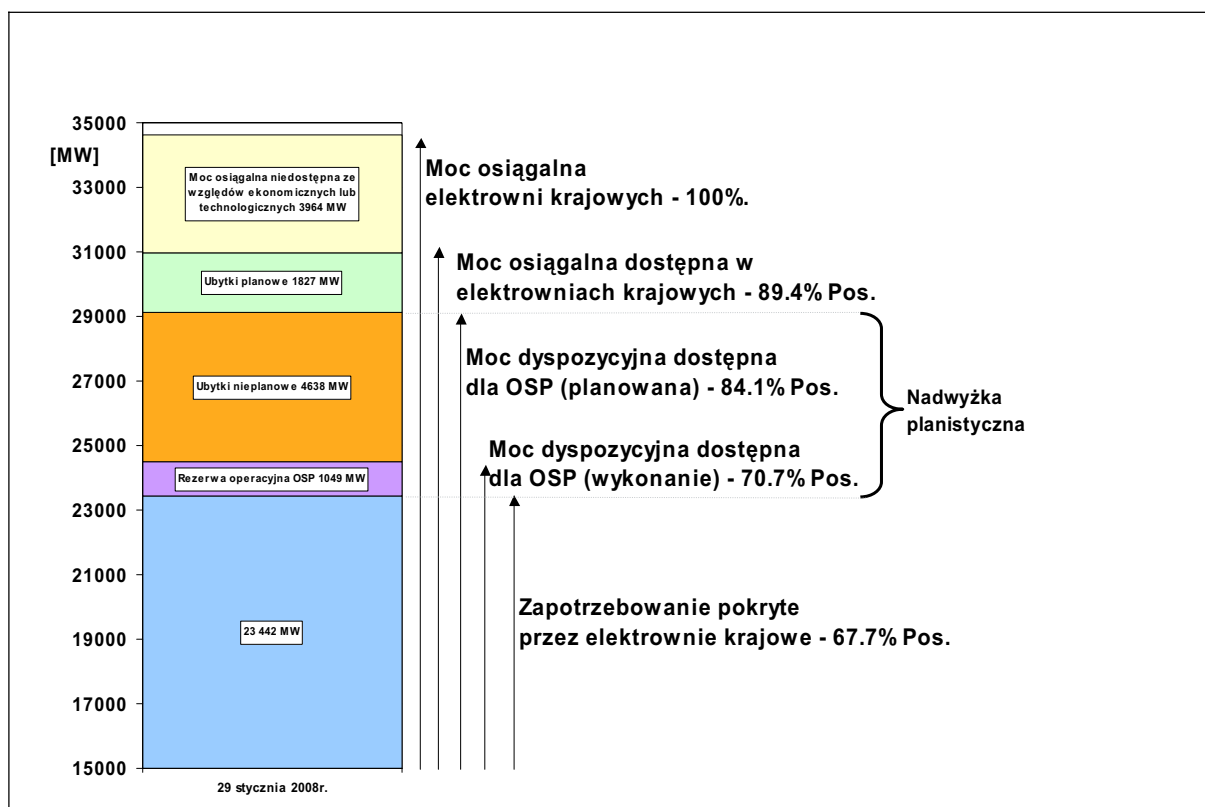
W ramach przeprowadzonej aktualizacji bilansu mocy na drugie półrocze 2008, po uzyskaniu dodatkowych informacji o warunkach pracy elektrowni (ograniczenia wynikające z limitu emisji zanieczyszczeń), otrzymano wyniki dużo gorsze od pierwotnie planowanych (Rys.5).



Rys.5. Planowana nadwyżka mocy dostępnej dla OSP w 2008 roku po aktualizacji

Dodatkowo, przy konieczności uruchamiania wszystkich rezerw, występuje zjawisko rosnącej awaryjności. Problemy związane ze zbilansowaniem KSE, nawet w warunkach ciepłej zimy, ilustruje bilans mocy w dniu 29 stycznia 2008 r.

Na rysunku 6. przedstawiono krajowy bilans mocy w dniu, w którym wystąpił najniższy poziom tzw. rezerwy operacyjnej. W dniu tym, przy stosunkowo niskim zapotrzebowaniu mocy, wystąpiły nieplanowe ubytki powodujące utratę prawie całej planowanej nadwyżki dostępnych zdolności wytwórczych. Rzeczywista rezerwa operacyjna niewiele przekroczyła 4%, w większości systemów jest to stan zagrożenia wymagający podejmowania działań zapobiegawczych.



Rys. 6. Bilans mocy w KSE w szczycie dnia 29 stycznia 2008r.

Poniżej (tabela 5) przedstawiono dane dotyczące niedyspozycyjności jednostek wytwórczych w okresie ostatnich lat (średni czas niedyspozycyjności jednostek o mocach 125-500 MW). Wskazują one na wyraźny trend wzrostowy niedyspozycyjności o charakterze nieplanowym (awarie, remonty bieżące, warunki eksploatacyjne).

Tabela 5. Niedyspozycyjność jednostek wytwórczych w latach 2004 – 2007

rok	ze względu na postoje planowane	ze względu na postoje nieplanowane	ze względu na postoje planowane i nieplanowane
=	%	%	%
2004	7,59	2,96	10,55
2005	7,50	3,84	11,34
2006	7,37	6,57	13,93
2007	8,61	6,61	15,22

Konieczne jest zwiększenie efektywności sygnałów dla wytwórców dla podwyższania dyspozycyjności. Ewentualne niedobory krajowych zdolności wytwórczych nie mogą być skutecznie zastąpione importem energii elektrycznej poprzez wykorzystanie aktualnie pracujących połączeń międzysystemowych w ramach UCTE. Przyczyną tego są coraz większe przepływy „karuzelowe” wywoływane przez niekorzystną lokalizację elektrowni w Polsce i sąsiednich systemach, trwały deficyt mocy w Europie południowo-wschodniej oraz okresowo potęgowane przez elektrownie wiatrowe zlokalizowane w północnej części Niemiec (problem ten jest przedmiotem analiz prowadzonych wspólnie z operatorem niemieckim).

Praktycznie jedynymi kierunkami możliwego obecnie importu energii do Polski są: system szwedzki z wykorzystaniem stałoprądowego połączenia kablowego (do 600 MW) oraz system ukraiński z wykorzystaniem wydzielonego bloku po stronie ukraińskiej pracującego na linii 220 kV Zamość – Dobrotwór (ok. 200 MW).

1.11.2. Ograniczone możliwości budowy nowych linii przesyłowych

Realne możliwości budowy nowych linii przesyłowych muszą uwzględniać długotrwałość procesu inwestycyjnego, w tym szczególnie długi okres pozyskiwania lokalnych pozwoleń do budowy. Aktualne doświadczenia wskazują na systematyczne wydłużanie się cyklu inwestycyjnego (do kilkunastu lat). Zgodnie z planem inwestycyjnym w perspektywie najbliższych pięciu lat jedynymi nowymi liniami przesyłowymi będą:

- linia 400 kV Pątnów-Plewiska,
- linia 400 kV Plewiska-Ostrów,
- linia 400 kV Ostrów-Broszëcin.

W okresie tym nie jest możliwe wybudowanie bardzo istotnych dla bezpieczeństwa dostaw nowych połączeń w relacji centrum-północ, nowych linii zasilających aglomerację warszawską oraz zapewnienie drugostronnego zasilania dla stacji Narew. Dodatkowym efektem braku tych połączeń jest rosnący poziom występujących w okresie letnim ograniczeń w wyprowadzeniu mocy z niektórych dużych elektrowni (m.in. Bełchatów, Koźlenice)

W pięcioletniej perspektywie zidentyfikowano podstawowe zagrożenia dla bezpieczeństwa dostaw w obszarach:

- północnym – utrata stabilności napięciowej w warunkach dużych przesyłów mocy czynnej i biernej z centrum w kierunku północnym,
- centralnym – utrata zasilania aglomeracji warszawskiej w wyniku kaskadowego wyłączenia zasilających ją elementów sieci przesyłowej,
- północno-wschodnim - w przypadku awaryjnego wyłączenia linii 400 kV Miłosna-Narew oraz przy braku wystarczającej liczby pracujących bloków w elektrowni Ostrołęka.
- zachodnim – utrata zasilania aglomeracji poznańskiej i wrocławskiej w wyniku wyłączenia elementów sieci przesyłowej (do czasu uruchomienia linii 400 kV Ostrów-Broszëcin i Plewiska-Ostrów).

Konieczne jest wprowadzenie regulacji ułatwiających pozyskiwanie pozwoleń na budowę istotnych elementów sieci przesyłowej

1.12. Podstawowe problemy funkcjonowania wytwórców energii elektrycznej na węglu brunatnym

Elektrownie opalane węglem brunatnym wytwarzają około 35% energii elektrycznej produkowanej w Polsce. Ze względu na swoje położenie geograficzne i historycznie ukształtowaną sieć przesyłową odgrywają istotną rolę w sterowaniu Krajowym Systemem Elektroenergetycznym (KSE). Udostępnione zasoby węgla brunatnego pozwolą na pracę tych elektrowni do około 2040 r.

Polska posiada złoża węgla brunatnego pozwalające na produkcję energii elektrycznej liczoną w bardzo długim horyzoncie czasu. Polskie elektrownie w całym okresie eksploatacji zużyły do tej pory około 2,5 mld ton, podczas gdy złoża w okolicach Legnicy ma udokumentowane ok. 15 mld ton, a kolejne złoża - Gubin, które czeka na zagospodarowanie, ma 4,5 mld ton.

Ze względu na zasoby węgla brunatny jest surowcem strategicznym, istotnym dla bezpieczeństwa energetycznego państwa i przez wiele lat nim pozostanie.

Podstawowe problemy związane z tą branżą gospodarki, to:

1. Zapewnienie przychodów ze sprzedaży bieżącej na poziomie wystarczającym do pokrycia kosztów stałych wytwarzania energii elektrycznej, stanowiących ok. 80 % całkowitej struktury kosztów działalności podstawowej.
2. Przydział uprawnień na emisję dwutlenku węgla na poziomie nieodpowiadającym wykorzystaniu potencjału produkcyjnego zainstalowanego w elektrowniach wykorzystujących jako paliwo węgiel brunatny. Wskaźniki ekonomiczne (m.in. niski koszt wytwarzania) oraz mające znamiona trwałych, tendencje cenowe innych surowców energetycznych jednoznacznie wskazują, że bezpieczeństwo energetyczne kraju oraz pozostający pod kontrolą wzrost cen sprzedaży energii jest możliwy przy zachowaniu poziomu wytwarzania z okresu lat 2005 – 2006. Utrzymanie takiej wielkości produkcji, poprzez zakup pozwoleń na emisje odpowiadających 25-30% wartości całkowitej, może uniemożliwić wypracowanie dodatniego wyniku finansowego. W konsekwencji utrudnione będzie podejmowanie działań rozwojowych i modernizacyjnych w kopalniach oraz elektrowniach funkcjonujących na węglu brunatnym, chyba że umożliwią to rynkowe ceny energii.
3. Niezgodność działań w zakresie kształtowania polityki energetycznej kraju z posiadanym potencjałem surowcowym. Szacowane zasoby węgla brunatnego pozwalają na zabezpieczenie produkcji energii elektrycznej przez najbliższe kilkaset lat. Przeszkodą w ich wykorzystaniu może być brak decyzji instytucjonalnych w zakresie strategicznego postrzegania tych zasobów oraz wiążącego się z tym podjęcia działań i rozstrzygnięć na poziomie rządowym. Dotyczą one przyjęcia regulacji, na poziomie władz centralnych oraz wojewódzkich, pozwalających zabezpieczyć tereny znajdujące się nad najbardziej wartościowymi złożami przed takim rozwojem lokalnej infrastruktury, która uniemożliwi lub znacząco podniesie koszty przyszłych procesów inwestycyjnych.
4. Utrzymanie potencjału intelektualnego oraz ciągłości przekazywania kompetencji w procesie pokoleniowej wymiany kadry i personelu zatrudnionego w kopalniach i elektrowniach. Prowadzenie działań zapewniających budowę ściśle powiązanego z przemysłem zaplecza badawczego, projektowego oraz wykonawczego. Wykorzystanie doświadczeń, tradycji oraz potencjału ludzkiego zgromadzonego obecnie w legnickim zagłębiu górnictwo-hutniczym w celu jego zagospodarowania w branży wytwórczej opartej o węgiel brunatny, po zakończeniu działalności prowadzonej w ramach sektora miedziowego.
5. Przyjęcie zgodnych z interesem Skarbu Państwa regulacji prawnych związanych z problematyką własności złóż węgla brunatnego. Kontynuacja zmian legislacyjnych oraz sprawne wdrażanie ich w celu rozwiązania problematyki w zakresie pozyskiwania praw do nieruchomości objętych odkrywkową działalnością górnictwem.
6. Problematyka rekultywacji oraz likwidacji wyrobisk końcowych, przede wszystkim w kontekście tworzenia funduszu rezerwowego, a zwłaszcza braku możliwości zaliczania tworzonych rezerw do kosztów uzyskania przychodów.
7. Pozyskiwanie środków na działalność rozwojową oraz modernizacyjną, a w szczególności na finansowanie prac badawczych i projektowych nad nowymi technologiami wytwarzania energii elektrycznej z węgla brunatnego.

Głównymi kierunkami rozwoju tzw. czystych technologii jest:

- podnoszenie sprawności procesu wytwórczego poprzez m.in. dostarczanie ulepszonych paliwa (tzw. suchy węgiel), budowę instalacji zdolnych do pracy przy wyższych parametrach temperatury i ciśnienia w kotle, częściowego utleniania węgla w celu uzyskania wysokowartościowego paliwa (syngazu),

- produkcja energii elektrycznej w niskoemisyjnych instalacjach wykorzystujących m.in. metody sekwestracji CO₂ w powiązaniu z zastosowaniem technologii podziemnego składowania wydzielonego dwutlenku węgla,
- technologie podziemnego zgazowania węgla (in situ) w celu niskoemisyjnego przetworzenia go na paliwo gazowe (metan, wodór).

Dwie ostatnie kwestie dotyczą również węgla kamiennego.

8. Kontynuacja działań restrukturyzacyjnych mających na celu poprawę efektywności wydobycia i wytwarzania energii elektrycznej z węgla brunatnego z jednoczesnym zapewnieniem dotrzymania przyjętych umowami społecznymi zobowiązań oraz współodpowiedzialnością za trwały rozwój regionów związanych z przemysłem elektroenergetycznym opartym o węgiel brunatny.

Elektrownie węgla brunatnego zainwestowały od 2000 r. 8,8 mld zł w odbudowę mocy produkcyjnych i dostosowanie ich do zaostzonych wymogów ekologicznych i stoją przed koniecznością podjęcia decyzji o wydatkowaniu co najmniej 10 mld zł. To wymaga jasnego przekazu, że rząd wspiera energetykę węgla brunatnego i widzi potrzebę jego rozwoju.

1.13. Podstawowe problemy formalno – prawne rozwoju sektora przesyłu

1.13.1. Uwarunkowania i czynniki mające wpływ na realizację zamierzeń inwestycyjnych

Najistotniejszymi problemami, związanymi z realizacją inwestycji elektroenergetycznych, są problemy wynikające z obowiązującego ustawodawstwa niedostosowanego do inwestycji infrastrukturalnych, szczególnie regulacji zawartych w ustawie o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym, prawie budowlanym, prawie ochrony środowiska, uniemożliwiające skuteczną realizację inwestycji liniowych o znaczeniu ponadlokalnym.

Realizacja inwestycji przesyłowych w oparciu o dotychczasowe prawodawstwo napotyka na szereg utrudnień, które wynikają ze specyfiki tych inwestycji, takich jak:

- przebieg trasy linii przez tereny kilku/kilkunastu starostw i kilkudziesięciu gmin,
- konieczność prowadzenia uzgodnień z tysiącami właścicieli działek (średnio na 1 km linii przypada od 40 do 120 działek).

W efekcie konieczne jest uzgodnienie i uzyskanie pozwoleń ze strony wielu osób fizycznych i prawnych, instytucji oraz organów administracji samorządowej i rządowej, a mianowicie:

- dla uzyskania prawa do dysponowania terenem konieczne uzyskanie zgody ze strony setek a częściej tysięcy właścicieli działek,
- konieczne uzyskanie pozytywnych decyzji administracyjnych ze strony organów administracji samorządowej - wójtów, burmistrzów i starostów oraz organów administracji rządowej - wojewodów,
- konieczne uzyskanie pozytywnych decyzji ze strony Ministerstwa Rolnictwa i Rozwoju Wsi oraz Ministerstwa Środowiska na przekwalifikowanie gruntów leśnych i rolnych,
- uzgodnienia z właścicielami obiektów zbliżonych i skrzyżowanych, takimi jak Generalna Dyrekcja Dróg Krajowych i Autostrad, Zarządy Dróg Wojewódzkich i Powiatowych, Polskie Linie Kolejowe SA, Zarządy Gospodarki Wodnej, Regionalne Dyrekcje Lasów Państwowych, Dyrekcje Parków Narodowych, właściciele gazociągów, linii energetycznych oraz telekomunikacyjnych itd. a także uzgodnienia ze współwłaścicielami stacji energetycznych (spółki dystrybucyjne) i obiektów przyłączonych do KSE np. elektrownie.

Brak zgody którejkolwiek z wymienionych jednostek może znacznie utrudnić a nawet skutecznie zablokować realizację inwestycji. Zablokować realizację inwestycji mogą również protesty społeczności lokalnych lub organizacji ekologicznych.

Pozyskanie prawa do dysponowania nieruchomością na cele budowlane oraz wycena rekompensat za służebność gruntową nie jest uregulowana żadnymi obligatoryjnymi przepisami. Natomiast działalność

przesyłowa, realizowana przy wykorzystaniu istniejących i nowych linii najwyższych napięć (NN) jest zgodnie z ustawą Prawo energetyczne działalnością regulowaną, podlegającą nadzorowi Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (URE). Zaznaczyć należy, że przepisy Kodeksu Cywilnego w tym zakresie są nieprecyzyjne i niejednoznaczne.

Dotychczasowe doświadczenia wyniesione z budowy linii wskazują, że najbardziej czasochłonne i uciążliwe są negocjacje z właścicielami nieruchomości, dotyczące wysokości odszkodowań za służebność gruntową, których ceny jednostkowe za jeden hektar wahają się od 30 tys. zł do 300 tys. zł. Żądania właścicieli nieruchomości (często nieuzasadnione) dochodzą do milionów złotych. Globalne koszty pozyskania służebności gruntowej stanowią 25-50% całkowitych kosztów budowy linii.

W wyniku zastosowań nowoczesnych technologii znacznie skrócono fazę wykonawczą budowy (realizacja prac budowlano-montażowych) obniżając tym samym uciążliwość dla środowiska lokalnego. Znacznie natomiast wydłużeniu uległa faza pozyskiwania prawa do dysponowania nieruchomościami na cele budowlane, która jest pięciokrotnie dłuższa od wyżej opisanej wykonawczej fazy budowy. Średni czas kompleksowej budowy odcinka linii NN o długości ok. 80 km wynosi 7-15 lat.

Istotnym wydaje się przewidzenie wyraźnej możliwości uzyskiwania przez inwestorów liniowych prawa do nieruchomości w postaci służebności gruntowej. Doświadczenia wskazują, że często nawet przebudowa istniejących napowietrznych linii 220 kV na linie 400 kV, zgodnie z obecnym prawodawstwem, będzie niemożliwa (wymaga od inwestora przeprowadzenia dokładnie takiej samej procedury, jak w przypadku inwestycji liniowej prowadzonej po nowej trasie). Obowiązujące przepisy prawa energetycznego nakładają na przedsiębiorstwa energetyczne obowiązek przyłączenia podmiotów ubiegających się o dostęp do sieci energetycznej. Przyłączenie nowych podmiotów związane jest z potrzebą rozbudowy infrastruktury technicznej, co przy obecnych uregulowaniach przepisów ustawy o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym oraz prawa energetycznego może być niekiedy wręcz niemożliwe.

Ustawa o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym, nie uwzględnia specyfiki elektroenergetycznych inwestycji liniowych w procesie planowania przestrzennego i ich lokalizowania. Nie uwzględnia istotnych cech różnicujących inwestycje strategiczne infrastrukturalne o znaczeniu międzynarodowym, krajowym i regionalnym od instalacji przemysłowych i obiektów kubaturowych. Utrzymuje prymat inwestycji kubaturowych nad innymi rodzajami przedsięwzięć inwestycyjnych, które wymagają decyzji planistycznych i lokalizacyjnych organów samorządowych gminy, przy jednocześnie zróżnicowanym rozkładzie interesów podmiotów współuczestniczących w podejmowaniu decyzji.

Obecnie, niezależnie od skali inwestycji liniowej (poza drogami krajowymi i autostradami), o lokalizacji przesądza wójt, burmistrz, prezydent miasta, na którego terenie znajduje się najdłuższy odcinek. Jest to konstrukcja prawna niemożliwa do utrzymania.

Niezbędne jest wprowadzenie nowych regulacji prawnych dedykowanych realizacji inwestycji infrastrukturalnych o znaczeniu państwowym. Regulacja prawna powinna bazować na założeniu przeniesienia ciężaru aktywności oraz odpowiedzialności za lokalizowanie między innymi elektroenergetycznej infrastruktury sieciowej z administracji samorządowej na administrację rządową, a konkretnie wojewodę, odpowiedzialnego za realizację polityki rządu w terenie. Rozwiązania legislacyjne powinny uwzględniać realizację wspólnotowych ustaleń dotyczących układów korytarzy europejskich oraz wymagań ochrony środowiska wynikających z dokumentów akcesyjnych.

W układzie kompetencyjnym koncepcja takiej regulacji powinna opierać się na przyznaniu wojewodom (lub marszałkom województw) generalnej kompetencji do nadzoru nad inwestycjami infrastrukturalnymi o znaczeniu państwowym oraz do wydawania decyzji administracyjnych dotyczących tych inwestycji, w przypadku inwestycji liniowych – w granicach swojej właściwości miejscowej, przy właściwości Ministra Infrastruktury jako organu odwoławczego. Wojewoda winien być w odniesieniu do tych inwestycji głównym decydującym i zarazem ośrodkiem odpowiedzialności za realizację procedur planistycznych, lokalizowanie przedsięwzięć, przeprowadzanie ocen oddziaływania na środowisko oraz wydawanie pozwoleń na budowę.

Istotnym problemem jest obecnie brak skutecznej formy „uwłaszczenia” przedsiębiorstw energetycznych, która sankcjonowałaby i legalizowała stan istniejący infrastruktury elektroenergetycznej, tj. fakt usytuowania na nieruchomościach osób trzecich konstrukcji wsporczych linii elektroenergetycznych służących do przesyłu energii elektrycznej oraz fakt przebiegu nad nieruchomościami przewodów linii elektroenergetycznych służących do przesyłu energii elektrycznej, które ograniczają prawa własności właścicieli nieruchomości.

Problem dotyczy nie tylko nowych inwestycji, ale również stanu prawnego istniejących linii, niezależnie od tego kiedy były one wybudowane.

Obecnie narastają zjawiska żądania odszkodowań oraz ich zasądzenia przez sądy, nawet w przypadku, kiedy inwestycja została zrealizowana zgodnie z obowiązującymi przepisami i istnieją na to stosowne dokumenty. Zgłaszane roszczenia są różnie formułowane: od usunięcia linii, przez wypłaty za bezumowne korzystanie z nieruchomości i ustanowienie dzierżawy, po żądanie jednorazowych odszkodowań - przykładem jest wyrok wydany przez Sąd Najwyższy w dniu 16 lipca 2004 r. (ICK 26/04) dotyczący żądania wykupienia gruntu pod linią energetyczną.

W świetle wyroku z 16 lipca 2004 r., właściciel terenu, przez który przebiega linia energetyczna, może dochodzić obowiązkowego wykupu gruntu przez właściciela linii. Spełnianie tych roszczeń automatycznie przełoży się na wzrost ceny energii elektrycznej płaconej przez odbiorców finalnych.

Nie bez znaczenia jest fakt, że brak możliwości przeprowadzania prac modernizacyjnych i remontowych na liniach, na skutek niewyrażenia zgody właścicieli na wejście na ich nieruchomości, grozi powstaniem sytuacji awaryjnych i w konsekwencji trwałym unieruchomieniem linii.

Zamierzenia zawarte w Planie rozwoju Krajowego Systemu Przesyłowego (KSP), sporządzanym przez Operatora Systemu Przesyłowego, który jest uzgadniany przez Prezesa URE z Urzędami Marszałkowskimi, powinny po jego uzgodnieniu zostać obligatoryjnie wprowadzone przez władze administracji państwowej oraz samorządowej do studiów uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego oraz miejscowych planów zagospodarowania przestrzennego na szczeblu województw, a następnie przeniesione do lokalnych dokumentów planistycznych. W związku z tym obecne przepisy prawa powinny zostać zmienione w celu zapewnienia spójności planów rozwoju sieci przesyłowej z planami zagospodarowania przestrzennego.

Istotnym jest, aby zmiany w zakresie ułatwienia realizacji inwestycji liniowych (celu publicznego), ustawowo zabezpieczyły właścicieli nieruchomości przed negatywnymi skutkami ich oddziaływania, zagwarantowały wypłatę stosownych rekompensat i jednocześnie dały prawu realizatorowi inwestycji do przeciwstawienia się nadmiernym roszczeniom, w tym działaniom spekulacyjnym. Regulacje winny również umożliwić ustanowienie służebności gruntowej na nieruchomościach o nieuregulowanym stanie własności, co stanowi istotny problem w warunkach krajowych. W przypadku nieusprawnienia prawodawstwa w opisanym zakresie, realizacja zobowiązań w stosunku do Unii Europejskiej (dotyczących rozwoju połączeń międzysystemowych i funkcjonowania polskiego systemu w europejskim otwartym rynku energii elektrycznej) oraz dostosowanie systemu elektroenergetycznego do przewidywanego wzrostu zapotrzebowania i zużycia energii elektrycznej, będą wręcz niemożliwa.

Uwarunkowania realizacji zamierzeń inwestycyjnych i zdefiniowane przez PSE-Operator S.A. propozycje zmian legislacyjnych, z których najistotniejsze to:

- zmiana przepisów ustawy o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym,
- zaliczenie inwestycji liniowych celu publicznego o znaczeniu ponadlokalnym do zadań rządowych były wielokrotnie przedstawiane instytucjom zewnętrznym.

1.13.2. Dodatkowe bariery i problemy w przygotowaniu i realizacji elektroenergetycznych inwestycji liniowych - Natura 2000

Dodatkową trudność dla inwestorów stanowią przepisy ustawy o ochronie przyrody, zabraniające podejmowania działań mogących w znaczący sposób pogorszyć stan siedlisk przyrodniczych oraz siedlisk gatunków roślin i zwierząt, a także w znaczący sposób wpłynąć negatywnie na gatunki, dla których ochrony

został wyznaczony konkretny obszar Natura 2000. Jedynie w wyjątkowych przypadkach, wynikających z nadrzędnego interesu publicznego w tym wymogów o charakterze społecznym lub gospodarczym, i wobec braku rozwiązań alternatywnych, wojewoda może zezwolić na realizację przedsięwzięcia negatywnie oddziałującego na obszar Natura 2000, pod warunkiem zapewnienia wykonania kompensacji przyrodniczej. Jeśli jednak na obszarze tym występuje siedlisko lub gatunek o znaczeniu priorytetowym, to zezwolenie takie może być wydane jedynie w celu realizacji przedsięwzięcia inwestycyjnego, które służy zapewnieniu bezpieczeństwa powszechnego, po uprzednim uzyskaniu Komisji Europejskiej.

W konsekwencji, aby na obszarach sieci ekologicznej Natura 2000 lub w ich bezpośrednim sąsiedztwie zrealizować planowane przedsięwzięcie, zaliczone do grupy mogących znacząco oddziaływać na środowisko, m.in. takie jak budowa napowietrznej linii wysokiego napięcia, należy wykazać, że nie pogorszy ono w znaczący sposób stanu siedlisk przyrodniczych oraz siedlisk gatunków roślin i zwierząt na obszarze Natura 2000 oraz nie wpłynie negatywnie na gatunki, dla których ochrony został wyznaczony ten obszar. Budowa linii energetycznych wzdłuż szlaków komunikacyjnych mogłaby złągodzić trudności związane z ich lokalizacją.

2. Działania dla zapewnienia podaży niezbędnej gospodarce ilości energii elektrycznej

2.1. Stworzenie elektrowniom warunków dla odbudowy wyeksploatowanych mocy wytwórczych

Niewątpliwie wszyscy energetycy chcieliby wytwarzać energię w nowych, sprawnych i czystych ekologicznie elektrowniach. Niestety, w warunkach polskich jeszcze długo większość energii elektrycznej będzie wytwarzana przez urządzenia mające kilkadziesiąt lat. Należy stworzyć warunki, zmniejszające ryzyko bezzasadnego inwestowania w ich unowocześnianie. Mechanizmy wykorzystywane w tym celu są odmienne od stosowanych przy wspieraniu inwestycji w nowe moce. Do najważniejszych należą:

- skuteczne negocjowanie prawa, zwłaszcza prawa ekologicznego w ramach Unii Europejskiej, tak aby przyjęte rozwiązania godziły potrzebę ochrony środowiska z rachunkiem ekonomicznym. W przypadku niepowodzenia takich negocjacji przy każdym zastrzaniu wymagań ekologicznych skutecznie występować o derogacje, umożliwiające wyeksploatowanie urządzeń wytwórczych, dla których nieopłacalne jest budowanie nowych instalacji. Przykładem jest możliwa zmiana definicji źródła emisji (kocioł na komin) w ramach nowelizacji dyrektywy 96/61/EWG o zintegrowanym zapobieganiu zanieczyszczeniom i kontroli, tzw. dyrektywy IPPC która spowodowałaby konieczność wybudowania 72 instalacji odsiarczania spalin i instalacji usuwających NO_x w wielu elektrociepłowniach i elektrowni Adamów bez możliwości spłacenia się inwestycji,
- zachowanie umiaru w stosowaniu preferencji dla różnych grup wytwórców, aby nie dopuścić do sytuacji, w której dobre wyniki finansowe uzyskują firmy, które nigdy nie będą miały znaczącego udziału w zaspokajaniu potrzeb kraju na energię, ani nie będą sprzyjały konkurencyjności gospodarki przez rozsądne ceny energii,
- wprowadzanie zmian właścicielskich sprzyjających sprawnemu podejmowaniu decyzji optymalnych dla całego ciągu technologicznego (dotyczy węgla brunatnego).

Rozwinięciem tej ostatniej myśli jest wskazanie na konieczność dokonania zmian właścicielskich w układzie ZE "PAK" SA i KWB Konin SA i KWB Adamów SA. Obecnie firmy te traktują się jak konkurenci i optymalizują swoje postępowanie pod kątem maksymalizacji własnego wyniku finansowego. Kluczowym problemem jest brak możliwości uzgodnienia programów rozwoju firm. Zarządy podejmują decyzje o pracach przygotowawczych do dużych inwestycji, ale przed wydatkowaniem zasadniczych kwot przez PAK (ok. 3 mld zł na modernizację Pątnów I) niezbędne jest nowe uregulowanie tej kwestii. Opóźnienie procesu odbudowy potencjału wytwórczego grozi awaryjnym wyłączeniem z eksploatacji wysłużonych bloków energetycznych lub wyłączeniem spowodowanym zastrzeniem wymagań środowiskowych. W Bełchatowie i Turowie problemów właścicielskich nie ma, ale nieracjonalne decyzje ekologiczne wprowadzają zagrożenie przerwaniem nawet już trwających procesów inwestycyjnych.

2.2. Stworzenie stabilnych ram prawnych funkcjonowania energetyki

W większości krajów rozwiniętych, podstawowym dokumentem regulującym funkcjonowanie elektroenergetyki jest prawo elektroenergetyczne. Podobnie regulacje w Unii Europejskiej, zwłaszcza w obszarze tworzenia jednego rynku i liberalizacji handlu są odrębne dla elektroenergetyki. Pozwala to na uwzględnienie w regulacjach specyfiki elektroenergetyki, zarówno wynikającej z technologii wytwarzania i transportu, jak i z silnego wpływu na rozwój cywilizacyjno-gospodarczy.

W Polsce mamy prawo energetyczne, które z dość spójnego dokumentu w 1997 r., po wielu nowelizacjach stało się dokumentem niezwykle trudnym w odbiorze. Przygotowywana nowelizacja nie poprawia tego stanu. Proponuje się opracowanie na nowo prawa energetycznego, a najlepiej elektroenergetycznego. Konieczne jest uporządkowanie poziomu szczegółowości regulacji zawartych w ustawie, rozporządzeniach wykonawczych i instrukcjach operatorów systemów sieciowych.

Na poziomie ustawy powinny być uregulowane prawa i obowiązki wszystkich uczestników rynku, główne zasady funkcjonowania operatorów systemów sieciowych oraz główne zasady korzystania z krajowego systemu elektroenergetycznego. Obecnie wiele regulacji w ustawie jest zbyt szczegółowych i utrudniają one dostosowywanie do szybko zmieniających się warunków. Bardziej precyzyjnie powinna być uregulowana rola Prezesa URE, odchodzenie od zatwierdzania taryf powinno być odzwierciedlone w prawie wyraźną zmianą zakresu działania Prezesa URE. Znacznie większa powinna być rola i obowiązki Prezesa URE związane z tworzeniem europejskiego i regionalnego rynku energii.

Bardzo istotną sprawą jest uregulowanie odpowiedzialności za dotrzymanie kryteriów jakościowo - niezawodnościowych dostaw energii do odbiorców końcowych wraz ze ściślejszym powiązaniem z płatnościami taryfowymi. Rozwiązanie problemów na styku OSP z OSD będzie wiązało się z ustaleniem odpowiedzialności z parametry jakościowe i kryteria niezawodnościowe w głównych punktów zasilania (GPZ), będących miejscem przejścia z poziomu sieci przemysłowej na sieć promieniową. Dotrzymanie parametrów w tych punktach decyduje o zapewnieniu właściwych dostaw do odbiorców. Rozwiązanie tego problemu zdecyduje o uproszczeniu inny problem – wysoki koszt usuwania ograniczeń oraz będzie kreować odpowiednie sygnały do lokalizacji nowych źródeł i sieci. Problem kosztów usuwania ograniczeń od wielu lat jest przedmiotem wielu sporów, a może wystarczy sięgnąć po doświadczenia angielskie, gdzie w ciągu 2-3 lat koszty usuwania ograniczeń sprowadzono z poziomu ponad 0,5 mld funtów do poniżej 50 mln funtów. W rozwiązywanie tego problemu trzeba jednak włączyć OSD i odbiorców a nie tylko wytwórców i OSP.

Kolejna sprawa to powiązania regulacji energetycznych i ekologicznych. Przy obecnym trendzie zaostrzenia wymagań środowiskowych co kilka lat, konieczne staje się bardzo ścisłe powiązanie systemowe regulacji ekologicznych i energetycznych. Podobny problem z uporządkowaniem regulacji istnieje na poziomie aktów wykonawczych. Tu najistotniejsze jest rozporządzenie systemowe, które nie weszło w pełni do stosowania ze względu na niespójności.

Powyższe przykłady ilustrują konieczność zmierzenia się z problemem opracowania nowego prawa i aktów wykonawczych.

2.3. Wynegocjowanie realnych dla Polski zobowiązań w ramach europejskiej polityki energetycznej, klimatycznej i ekologicznej

Kształtowanie legislacyjnych ram prawnych funkcjonowania energetyki odbywa się nieraz przy niewystarczającym udziale przedstawicieli Polski. Opinia ta pochodzi bezpośrednio z Komisji Europejskiej i była niejednokrotnie podnoszona przez jej przedstawicieli.

Sytuacja ta wymaga natychmiastowej zmiany, szczególnie teraz, gdy ostatecznego kształtu będą nabierały projekty nowych regulacji ekologicznych, tj:

- pakiet klimatyczny z 23.01.2008.,

- zmiana dyrektywy 96/61/EWG w sprawie zintegrowanego zapobiegania zanieczyszczeniom i kontroli, tzw. dyrektywa IPPC, nowelizująca również dyrektywę LCP, opublikowana 21.12.2007 r
- kolejne zaostżenia standardów emisji zanieczyszczeń ze spalania paliw i nowe krajowe pułapy emisji w nowelizowanej dyrektywie NEC, przygotowywane w ramach programu „Czyste powietrze dla Europy - CAFE (*Clean Air for Europe*).

Niezbędne jest przygotowanie polskiego stanowiska dla Rady Parlamentu Europejskiego, pełna mobilizacja europosłów, budowanie sojuszy z innymi krajami, pełne zaangażowanie polskiego przedstawicielstwa w Brukseli jak również bezpośrednie skuteczne kontakty przedstawicieli najwyższego szczebla naszego Rządu dla obrony interesu polskiej gospodarki.

Najbliższe dwa miesiące mogą być decydujące dla kierunku rozwoju energetyki oraz bezpieczeństwa energetycznego Polski ze względu na plany uzgodnienia opublikowanych projektów regulacji przed upływem kadencji Parlamentu Europejskiego, tj. do czerwca 2009 r..

Dlatego też niezbędne jest podjęcie negocjacji w celu uzyskania dla Polski szczególnych warunków implementacji prawa wspólnotowego.

2.3.1. Dyrektywa 2001/80 (LCP) oraz Traktat o Przystąpieniu (ToP)

Dyrektywa ta, wdrożona rozporządzeniem Ministra Środowiska z 4.08.2003 ze zmianami wprowadzonymi rozporządzeniem z 20.12.2005 r, obowiązuje w Polsce od początku 2008 r. Rząd powinien niezwłocznie przygotować propozycję podejścia do problemu limitów emisji SO₂ i NO_x na lata 2008, 2010 i 2012, określonych w ToP. Proponujemy rozważyć możliwość bilansowania emisji SO₂ i NO_x w oparciu o wskaźniki produktowe z wykorzystaniem przygotowanego przez sektor projektu regulacji prawnych

2.3.2. Przydział uprawnień CO₂ na lata 2008-12

Przyznany Polsce przydział uprawnień ograniczy rozwój gospodarczy kraju. Niezależnie od podjętej procedury zaskarżenia Decyzji Komisji Europejskiej z 26.03.2007 r. konieczne są bezpośrednie rozmowy najwyższych przedstawicieli Rządu, wspartych profesjonalnie wykonanymi ocenami wpływu niedoboru uprawnień CO₂ na gospodarkę kraju, z KE.

2.3.3. Nowelizacja Dyrektywy 96/61 (IPPC)

Nie negując istoty tej Dyrektywy jak również konieczności jej rewizji, należy stwierdzić, iż propozycja zmian przesłana przez Komisję Europejską do Rady i Parlamentu w końcu grudnia ub.r. w okresie 2016-17 wymusi zaprzestanie eksploatacji większości pracujących dziś w Polsce tzw. istniejących węglowych źródeł spalania, które nie dotrzymają proponowanych nowych standardów emisji NO_x, pyłu, a także SO₂. Dotyczy to zarówno elektrowni zawodowych, jak elektrociepłowni i ciepłowni.

Projekt Dyrektywy przewiduje od 2016 r. m.in.:

- jednoznaczne zdefiniowanie źródła spalania jako równoważne z kominem,
- zaostżenie standardów emisyjnych dla istniejących źródeł, w tym źródeł małej mocy cieplnej, ze względu na agregację źródeł podłączonych do wspólnego komina, co praktycznie wymusi ich odstąpienie, ponieważ budowa niezbędnych urządzeń redukujących emisje będzie dla nich ekonomicznie niezasadniona i może ograniczyć rozwój ciepłownictwa sieciowego

W ciągu niecałych 8 lat Polska nie przygotowuje się do takich zmian. Należy przypomnieć, iż na etapie negocjacji przedakcesyjnych nasz sektor proponował 10-letnie okresy derogacji traktatowych dla SO₂ (do 2017) i NO_x (do 2025); Polsce ostatecznie przyznano 8 lat dla SO₂ i 2 lata na NO_x dla wybranych instalacji. Projekt nowelizacji Dyrektywy wymusza do roku 2015 wybudowanie instalacji odsiarczania i odazotowania spalin dla wyeksploatowanych źródeł istniejących kosztem szacowanym na 10 mld zł, który inwestorom się nie zwróci. Alternatywą jest odstąpienie urządzeń.

Dlatego też należy podjąć działania, aby:

- dyrektywa zaczęła obowiązywać dopiero od roku 2026,

- złagodzić proponowane standardy emisji SO₂, NO_x i pyłu dla istniejących źródeł
- ewentualnie uzyskać dla Polski odpowiednie, co najmniej 10-letnie, okresy przejściowe.

2.3.4. „Pakiet klimatyczny” z 23.01.2008

Opublikowany przez KE pakiet projektów dokumentów, skierowany do Parlamentu i Rady, obejmuje w szczególności:

- projekt dyrektywy zmieniającej dyrektywę 2003/87 ustanawiającą wspólnotowy system handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych (Emission Trading System - ETS),
- propozycję decyzji o rozdziale pomiędzy kraje członkowskie UE zobowiązań dotyczących redukcji emisji gazów cieplarnianych z sektorów nie objętych wspólnotowym systemem handlu (tzw. „burden sharing”),
- projekt dyrektywy w sprawie promocji odnawialnych źródeł energii (Renewable Energy Sources - RES),
- projekt dyrektywy w sprawie usuwania i składowania CO₂ (Carbon Capture and Storage - CCS),
- wytyczne dotyczące pomocy publicznej na cele ochrony środowiska.

Najbardziej istotne konsekwencje przyjęcia w/w dokumentów dla polskiego systemu elektroenergetycznego wynikać będą z następujących propozycji:

- dyrektywa zmieniająca dyr. 2003/87/WE ustanawiającą wspólnotowy system handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych (EU ETS)
 - centralnie ustalany roczny pułap emisji z sektorów, objętych systemem z podziałem pomiędzy kraje członkowskie w oparciu o metodykę biorącą za podstawę wielkość emisji CO₂ w 2005 r,
 - brak darmowych uprawnień do emisji CO₂ dla producentów energii elektrycznej (grupę tę określi ostatecznie przyjęta definicja producenta energii elektrycznej) i konieczność zakupu uprawnień na aukcjach,
 - brak darmowych przydziałów uprawnień dla nowych instalacji produkujących energię elektryczną
- dyrektywa w sprawie geologicznego magazynowania CO₂
 - wprowadza w dyrektywie LCP zapis, zgodnie z którym dla każdej nowej instalacji spalania o mocy od 300 MW_t, prowadzący instalację musi wykazać, że dysponuje wystarczającą ilością miejsca na zainstalowanie urządzeń koniecznych do wychwytu i sprężenia CO₂ i przeprowadzić ocenę dostępności odpowiednich miejsc do składowania i urządzeń transportu CO₂ oraz technicznych możliwości wyposażenia w instalację wychwytu CO₂.
- dyrektywa w sprawie promocji wykorzystania energii z odnawialnych źródeł energii (dyrektywa RES)
 - propozycja ustalenia dla Polski obowiązku udziału energii z odnawialnych źródeł na poziomie 15% końcowego zużycia energii (energia elektryczna i ciepło z procesów ogrzewania i chłodzenia oraz transport, z zastrzeżeniem minimum 10% udziału energii odnawialnej w transporcie
 - konieczność systematycznego zwiększania udziału OZE do 2020 r i rozliczanie w cyklu dwurocznym jako różnica pomiędzy celem 2020 a rokiem 2005: 2012 – 20% tej różnicy, 2014 - 35%, 2016 – 45%,, 2018 – 65%,
 - zobowiązanie krajów członkowskich do rozwoju sieci elektroenergetycznej włącznie z połączeniami międzysystemowymi, zapewniającego osiągnięcie tych celów,
 - priorytetowy dostęp do sieci i pierwszeństwo produkcji dla OZE bez uszczerbku dla niezawodności i bezpieczeństwa systemu elektroenergetycznego;

Kształt, w jakim Parlament Europejski i Rada Europejska przyjmą, prawdopodobnie w roku 2009, ten zestaw dokumentów, wytyczy drogę rozwoju energetyki w Europie po rok 2050. Jednak na żaden z krajów członkowskich nie będzie on miał takiego wpływu jak na Polskę, z jej unikalną strukturą paliwową

energetyki. Przebudowa tej struktury, przy olbrzymich nakładach i kosztach społecznych, wymaga kilku dziesięcioleci.

Dlatego też Rząd RP w negocjacjach w ramach Rady Europejskiej oraz poprzez polskich europarlamentarzystów powinien, zdecydowanie uwypuklić wyjątkowość naszej sytuacji, wspierając argumentację rzetelnie przygotowaną oceną wpływu tej regulacji na gospodarkę i rozwój społeczno-ekonomiczny kraju i dążyć do wypracowania ostatecznego kształtu tych dokumentów, który ten rozwój umożliwi.

2.4. Niezbędne działania na rzecz budowy energetyki jądrowej

Wdrożenie programu rozwoju energetyki atomowej obejmuje cztery główne obszary działań:

- a) wypracowanie prawnych i organizacyjnych warunków rozwoju energetyki atomowej,
- b) prace przedinwestycyjne po podjęciu decyzji o budowie pierwszej elektrowni,
- c) rozwój krajowej infrastruktury technicznej pracującej na rzecz energetyki atomowej (przemysłu, sieci przesyłowych, systemu gospodarowania wypalonym paliwem, itd.),
- d) budowa i uruchomienie elektrowni.

Doświadczenia innych krajów wskazują, że okres, jaki potrzebny jest na uruchomienie pierwszej elektrowni atomowej, wynosi co najmniej 13-15 lat. Niżej skoncentrowano się na najpilniejszych działaniach z obszarów wymienionych w punktach a) oraz b). Pominięto natomiast działania z obszarów c) oraz d), jako mniej pilnych na obecnym etapie.

2.4.1. Wypracowanie warunków do rozwoju energetyki atomowej

Powołanie Pełnomocnika ds. budowy elektrowni atomowej

Ustanowienie podmiotu odpowiedzialnego za skoordynowanie prac leżących po stronie instytucji państwowych i samorządowych, jest kluczowe dla rozwoju projektu. Podmiot ten, nazywany dalej **Pełnomocnikiem** ds. budowy elektrowni atomowej, powinien być umocowany możliwie najwyżej w strukturze administracji państwowej i mieć do dyspozycji odpowiedni zespół fachowców. Pełnomocnik powinien dysponować środkami zapewnionymi przez budżet Państwa. Do zadań Pełnomocnika będzie należało między innymi:

- opracowanie programu rozwoju energetyki atomowej w Polsce, zapewniającego zgodność z polityką energetyczną państwa i programem zrównoważonego rozwoju kraju;
- dokonanie przeglądu prawa międzynarodowego i krajowego w zakresie energetyki atomowej, a następnie dokonanie odpowiedniej nowelizacji prawa krajowego;
- utworzenie niezależnej i kompetentnej instytucji dozoru jądrowego wraz ze stosownym zapleczem naukowo-badawczym;
- wdrożenie procedur bezpieczeństwa jądrowego, nieprolifracji i ochrony fizycznej materiałów jądrowych;
- pozyskanie i utrzymanie zaufania społecznego w kraju oraz za granicą poprzez wdrożenie odpowiedniej polityki społecznej;
- opracowanie systemu kształcenia kadr do efektywnego zarządzania, eksploatacji, obsługi i dozoru energetyki atomowej;
- opracowanie programu bezpiecznej gospodarki odpadami promieniotwórczymi i wypalonym paliwem;
- skoordynowanie lub przeprowadzenie badań pod kątem określenia wskazań lokalizacyjnych do budowy pierwszej (a w przyszłości następnych) elektrowni atomowej;
- skoordynowanie analizy oddziaływania budowy i eksploatacji elektrowni na środowisko;
- aktywizacja krajowego przemysłu na rzecz rozwoju energetyki atomowej.

Rozwój prawa i regulacji krajowych

Inwestowanie w elektrownię atomową odbywa się w obszarach działania wielu, wzajemnie przenikających się aktów prawa: budowlanego, atomowego, środowiska, energetycznego, zamówień publicznych,

postępowania administracyjnego, planowania i zagospodarowania przestrzennego oraz innych ustaw. Wstępne analizy wykonane w PGE wskazują, że w ramach obowiązującego prawodawstwa polskiego, budowa i uruchomienie elektrowni atomowej byłoby trudne, jeżeli w ogóle możliwe. Stworzenie jednoznacznego, przejrzystego, spójnego i kompletnego systemu przepisów jest zadaniem koniecznym i szczególnie pilnym.

Ze względu na złożoność zagadnień prawnych, mających zastosowanie do budowy elektrowni atomowej, i wzajemne przenikanie się różnych obszarów prawnych, należy rozważyć celowość opracowania przepisów o charakterze „specjalnym”, na wzór ustawy o szczególnych zasadach przygotowania i realizacji inwestycji w zakresie dróg krajowych, ustawy o autostradach płatnych, czy o Krajowym Funduszu Drogowym.

Uruchomienie kampanii na rzecz informacji i edukacji społecznej

Niezwłoczne uruchomienie kampanii informacyjnej, edukacji społecznej i dialogu ze społeczeństwem, ma podstawowe znaczenie dla zminimalizowania konfliktów przy realizacji programu rozwoju energetyki atomowej w Polsce. Potrzebna będzie rzetelna oraz odpowiednia w treści i formie kampania, przy równoczesnym wprowadzaniu do szkół (podstawowych i średnich) i uczelni wyższych (zwłaszcza technicznych i medycznych) programów oświatowych przekazujących wiedzę na temat bezpieczeństwa, ekonomiki i aspektów środowiskowych energetyki atomowej. Konieczna będzie również aktywizacja organizacji (w tym pozarządowych), instytucji, jednostek organizacyjnych reprezentujących różne grupy interesów (w tym ochrony środowiska) oraz uznane powszechnie autorytety.

2.4.2. Prace przedinwestycyjne

Przygotowanie instytucji administracji państwowej

Rozwój energetyki atomowej nie będzie możliwy bez aktywnej roli Państwa. Państwo jest promotorem przedsięwzięcia oraz ważnym podmiotem w jego realizacji. Do obowiązków Państwa należeć będzie nadzór nad budową i eksploatacją elektrowni atomowych. Obowiązkiem Państwa będzie także przejęcie części odpowiedzialności cywilnej za ewentualne szkody radiacyjne wyrządzone przez elektrownię. Dlatego niezbędna jest weryfikacja i dostosowanie instytucji państwowych pracujących na rzecz przygotowania i budowy elektrowni atomowych, a w dalszej perspektywie czasowej również eksploatacji i likwidacji tych obiektów. Dotyczy to w szczególności instytucji dozoru jądrowego, dozoru budowlanego i dozoru technicznego. Dostosowania do nowej roli i nowych standardów wymagają również instytucje właściwe dla ochrony środowiska, badań w atomistyce i ochrony radiologicznej. Potrzebna jest także głęboka reorganizacja instytucji administracji centralnej działających w obszarze energetyki.

Przygotowanie inwestora

W wyniku konsolidacji podmiotów sektora elektroenergetycznego i utworzenia PGE powstał podmiot, który byłby w stanie podjąć obowiązek inwestora pierwszej elektrowni atomowej w Polsce. Podjęcie przez PGE zadań inwestora elektrowni będzie wymagało zmiany organizacji przedsiębiorstwa w niektórych obszarach. W dalszej perspektywie czasowej niezbędne może okazać się przekazanie prowadzenia zadania inwestycyjnego specjalnie powołanej przez PGE spółce celowej. Dokonanie zmian, o których mowa, będzie konieczne nie później niż przed rozpoczęciem przetargu na wybór technologii (dostawcy technologii) jądrowej. Zakres i kształt zmian zależny będzie między innymi od formy prawnej inwestora oraz przyjętego systemu realizacji przedsięwzięcia (np.: Build-Operate-Transfer, pod klucz, polski generalny wykonawca zarządzający kontraktami częściowymi), a także od zakresu i zasad współdziałania z dostawcą technologii jądrowej, określonymi w odpowiedniej umowie.

Kształcenie kadr dla energetyki atomowej

Jedną z głównych barier wprowadzenia w Polsce energetyki jądrowej jest brak fachowych kadr. Powstała luka pokoleniowa po tym, jak kadry przygotowywane do budowy i eksploatacji Elektrowni Jądrowej Żarnowiec zostały rozproszone. Odbudowa i rozwinięcie kadr specjalistów jest jednym z podstawowych

i najpilniejszych problemów rozwoju energetyki jądrowej w Polsce. Zadanie to leży zarówno po stronie Państwa (stworzenie, a następnie wspieranie procesów kształcenia o odpowiednich profilach w szkołach różnych typów i poziomów), jak również inwestora (na początek przygotowanie kadr zdolnych do przeprowadzenia postępowania przetargowego, negocjacji rzeczowych i finansowych w zakresie wyboru technologii najlepiej dostosowanej do warunków polskich).

Proces przygotowania kadr jest długotrwały, dlatego działania w celu jego uruchomienia należałoby podjąć ze stosownym wyprzedzeniem.

Wybór i uzgodnienie lokalizacji

Wybór lokalizacji jest bardzo czasochłonnym procesem. Zbieranie i monitorowanie danych należy rozpocząć na kilka lat przed zatwierdzeniem lokalizacji. Oznacza to, że niezwłocznie powinny zostać zainicjowane prace lokalizacyjne. Do ustalenia lokalizacji niezbędne jest wcześniejsze przyjęcie odpowiednich przepisów prawa krajowego, w tym odnośnie wymogów bezpieczeństwa jądrowego i ochrony radiologicznej. Istniejące w okresie budowy Elektrowni Jądrowej Żarnowiec przepisy nie są obecnie obowiązujące. Dlatego na początek celowe byłoby podjęcie rozmów z Państwową Agencją Atomistyki w sprawie przeanalizowania i ewentualnego uzupełnienia uwarunkowań prawnych dotyczących lokalizacji zgodnie z wytycznymi EUR, zaleceniami MAEA i doświadczeniami innych krajów.

Ocena wpływu elektrowni na środowisko

W ślad za praktyką innych krajów oraz zgodnie z wymaganiami krajowych przepisów środowiskowych, należy przygotować rzetelną ocenę oddziaływania elektrowni atomowej na środowisko. Taki dokument będzie również podstawą do wydania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach planowanej inwestycji. Decyzja z kolei stanowić będzie podstawę do wydania dalszych decyzji i pozwoleń, w tym pozwolenia na budowę. W dokumencie powinny być zawarte informacje dotyczące wpływu elektrowni na środowisko przyrodnicze i otoczenie społeczne na etapie budowy, eksploatacji i likwidacji obiektu. Ocena wpływu elektrowni na środowisko powinna zostać sporządzona dla dwóch lub trzech najbardziej prawdopodobnych lokalizacji, a następnie skonsultowana ze społecznościami lokalnymi.

2.5. Działania na rzecz rozwoju energetyki odnawialnej

W przeciwieństwie do dotychczas jedynie indykatywnie formułowanych przez Unię Europejską celów w zakresie wykorzystania odnawialnych źródeł energii (OZE) projekt dyrektywy RES opublikowany 23.01 br. w ramach Pakietu klimatycznego stawia krajom członkowskim cele wiążące. W dokumencie tym proponuje się dla Polski osiągnięcie 15% udziału OZE w końcowym zużyciu energii, obejmującym zużycie energii elektrycznej, ciepła w procesach ogrzewania i chłodzenia oraz transporcie.

Konieczne jest sporządzenie analizy, przekładającej ostatecznie wynegocjowany dla Polski cel na poszczególne sektory. W zakresie ciepła należy uwzględnić fakt, że biomasa jest już dziś wykorzystywana w wielu gospodarstwach domowych na potrzeby grzewcze i produkcję w gospodarstwach rolnych. Na tej podstawie należy stworzyć pakiet adresowy działań w poszczególnych obszarach, np. wysokosprawnej kogeneracji rozproszonej.

Nie ulega wątpliwości, iż w procesie uzgadniania sposobu implementacji Pakietu klimatycznego Polska będzie musiała wykazywać elastyczność. Wydaje się, iż w obszarze OZE istnieje obszar elastyczności działań, dlatego też zasadne jest wspieranie rozwoju tego kierunku bodźcami o charakterze politycznym i ekonomicznym. Stabilne i długofalowe rozwiązania prawne, regulacyjne i fiskalne mogą doprowadzić do zwiększenia atrakcyjności i pewności inwestowania w rozwój OZE, pozwalając Polsce na realizację celu zbliżonego do 15% z Pakietu klimatycznego.

2.6. Promocja wysokosprawnych i ekologicznie czystszych technologii wytwarzania energii elektrycznej z węgla

Węgiel jest, i ze względu na konieczność zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego kraju, długo pozostanie, podstawą produkcji energii elektrycznej w Polsce. Poważnym problemem dla wytwórców energii elektrycznej jest obowiązek dotrzymania wymagań ochrony środowiska, wynikających z zapisów Traktatu Akcesyjnego oraz dyrektyw UE. Szczególny wpływ na rozwój sektora mają wymogi obniżenia emisji gazów cieplarnianych. Ze względu na tę konieczność powinny być promowane technologie wytwarzania energii elektrycznej gwarantujące wysoką sprawność, a przez to niższą emisję.

Rozwiązanie tego problemu jest możliwe poprzez:

1. Budowę nowych bloków opalanych węglem w technologii na parametry nadkrytyczne i zapewnienie im praw do emisji na zasadach przydziału benchmarkingowego (patrz pkt 4 poniżej). Przy sprawności wytwarzania przekraczającej 45%, osiąga się zmniejszenie emisji CO₂ o prawie 25% w stosunku do obecnego poziomu z polskich elektrowni węglowych. Testowane obecnie materiały (przy wykorzystaniu pary o temperaturze bliskiej 700°C) po roku 2015 pozwolą na wytwarzanie energii elektrycznej ze sprawnością około 50%.
2. Szersze wykorzystanie kogeneracji do produkcji ciepła. Udział energii elektrycznej produkowanej w skojarzeniu z produkcją ciepła w Polsce jest już dość wysoki w stosunku do przeciętnego w krajach UE, ale w porównaniu do najlepszych w podobnych warunkach klimatycznych daleko niezadowolający. W Polsce udział skojarzenia wynosi blisko 20%, znacznie odbiega od udziału w takich państwach jak Dania (około 63%) czy Holandia (około 53%). Wskazuje to, że dotychczasowe regulacje prawne są nieskuteczne. Należy rozważyć wprowadzenie obowiązku zakupu ciepła przez właścicieli nieruchomości położonych w pobliżu ciepłociągu (obowiązkowe podłączenie do istniejącego ciepłociągu analogicznie jak w przypadku kanalizacji). Ponadto rozwojowi kogeneracji będzie sprzyjać podjęcie działań dla ograniczania tzw. niskiej emisji (z domów mieszkalnych i niewielkich obiektów) poprzez eliminowanie z obrotu „brudnych” paliw lub przez wysokie ich opodatkowanie.
3. Budowę bloków węglowych opartych o nowe technologie tzw. „zero emisyjne,” gdy staną się dostępne komercyjnie, prawdopodobnie po roku 2020 (technologie z grupy CCS - *CO₂ Capture and Storage*). Ze względu na rolę węgla w polskiej energetyce i możliwość wykorzystania tych technologii w istniejących obiektach jest to najbardziej obiecujący kierunek. Obecnie testowane są na małą skalę rozwiązania technicznie pozwalające na taką modyfikację spalania paliw, by możliwe było oddzielenie powstałego w procesie spalania dwutlenku węgla od innych gazów i jego składowanie. Podstawowym problemem (pomijając koszty) jest nie tyle proces separacji CO₂, co jego składowanie. W grę wchodzi głębiny mórz lub podziemne kawerny. Polska jest zbyt oddalona od mórz, by brać pod uwagę podwodny kierunek składowania, natomiast powinna poszukać możliwości włączania dwutlenku węgla w głąb ziemi. Potrzebne są jednak badania geologiczne na temat rozmieszczenia głębokich poziomów wodonośnych zawierających solanki, oraz możliwości wykorzystania wyeksploatowanych pokładów węgla lub formacji opróżnionych z ropy naftowej. Konieczne jest pilne wsparcie programów badawczo-wdrożeniowych dla oszacowania realnego potencjału podziemnych magazynów CO₂. W chwili obecnej brak w Polsce regulacji prawnych dla uruchomienia, nawet na skalę pilotażową, podziemnego składowania CO₂. Warunkiem uruchomienia takich programów jest nowelizacja prawa w tym m.in. prawa geologicznego i górniczego oraz prawa ochrony środowiska.
4. Dokonywanie przydziału uprawnień do emisji CO₂ nie kwotowo, lecz w oparciu o wskaźniki benchmarkingowe, z uwzględnieniem specyfiki paliw - ich różnej emisyjności. W tych wskaźnikach należy uwzględnić preferencje dla wysokosprawnych i niskoemisyjnych technologii.
5. Zmniejszenie jednostkowej elektro - i energochłonności gospodarki. Wskazane byłoby uruchomienie programów wspomagania producentów i użytkowników wdrażających energooszczędne rozwiązania, wspieranie inwestycji związanych z programem ograniczania emisji CO₂ za pomocą mechanizmów analogicznych jak dla energii odnawialnej („białe certyfikaty” dla całego łańcucha wytwórców

i użytkowników energii elektrycznej). Niezbędnym czynnikiem, by problem emisji CO₂ został zauważony przez przeciętnych obywateli i do wywołania motywacji do oszczędzania zużycia energii jest przenoszenie na wszystkich odbiorców końcowych wszystkich składników kosztów energii elektrycznej, w tym opłat związanych z prawem do emisji.

3. Propozycje doraźnych działań dla poprawy bezpieczeństwa i niezawodności Krajowego Systemu Elektroenergetycznego

3.1. Realizacja kontraktów na paliwa, w tym niskosiarkowe

Dostawy paliw do elektrowni zawodowych w Polsce realizowane są podstawowo w oparciu o kontrakty wieloletnie ze spółkami węglowymi. Kontrakty te zabezpieczają niemal w całości dostawy węgla dla prognozowanych wielkości produkcji energii elektrycznej i ciepła. Ewentualne niedobory pokrywane są zakupami paliwa na rynku spotowym lub w ramach kontraktów krótkoterminowych.

Formuła kontraktów wieloletnich przewiduje coroczne uzgadnianie konkretnej wielkości dostaw paliwa w danym roku oraz jego ceny w ramach umów rocznych, stanowiących integralną część umowy wieloletniej. Nierównomierna wielkość produkcji energii elektrycznej w ciągu całego roku, wynikająca z bieżącego zapotrzebowania Krajowego Systemu Elektroenergetycznego, powoduje że energetyka nie jest w stanie zapewnić równomiernego odbioru dostaw węgla. Z drugiej strony niemożliwe są dłuższe przerwy w odbiorze węgla. Zwiększona produkcja energii elektrycznej w okresie jesienno – zimowym wymaga systematycznych dostaw węgla do elektrowni w aspekcie zwiększania w tym okresie wymaganego zapasu. Ponadto możliwości organizacyjno-techniczne ze strony dostawców węgla są rozbieżne z możliwościami odbioru węgla przez energetykę zawodową. Kopalnie dysponują największymi możliwościami dostaw miałów energetycznych w okresie wiosenno-letnim, natomiast w okresie jesienno-zimowym następuje wzmożona produkcja i sprzedaż węgla „grubego” dla odbiorców detalicznych oraz węgla energetycznego dla ciepłownictwa.

W latach poprzednich sektor energetyczny realizował odbiór węgla z powyższymi uwarunkowaniami w sposób zapewniający utrzymywanie znacznie większych zapasów od wymaganych zapisami Rozporządzenia Ministra Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej z dnia 12 lutego 2003 r. Niższe dostawy węgla w okresie jesienno-zimowym, pozwalały jednak na utrzymywanie wymaganych zapasów węgla w elektrowniach. W latach poprzednich dostawy węgla w okresach jesienno-zimowych były realizowane z udziałem węgla zgromadzonego w kopalniach w okresie niższej jego sprzedaży.

Na przełomie lat 2007/2008 odnotowano gwałtowne spadki stanów magazynowych węgla kamiennego w prawie wszystkich elektrowniach. Począwszy od IV kwartału 2007 r. zaczęły występować znaczące braki w realizacji harmonogramów dostaw węgla kamiennego do elektrowni systemowych. Zmniejszenie dostaw spowodowane było w znacznej mierze problemami technologicznymi związanymi z utrzymaniem odpowiednio wysokiego poziomu wydobywania przez producentów węgla. Skutkiem tych ograniczeń było stopniowe zmniejszanie poziomu posiadanych przez poszczególne elektrownie zapasów węgla kamiennego, a w skrajnych przypadkach ograniczania produkcji energii elektrycznej w celu zmniejszenia zużycia węgla. Dalsze ograniczenia w realizacji dostaw węgla, dochodzące w niektórych przypadkach do ponad 100.000 Mg/m-c spowodowały, że w listopadzie 2007 r. wystąpiły pierwsze niedotrzymania przez elektrownie wymaganego ww. rozporządzeniem poziomu zapasu węgla. W kolejnych miesiącach niedobory dostaw węgla zostały dodatkowo spotęgowane m.in. brakiem produkcji i sprzedaży węgla z KWK Budryk w wyniku strajku załogi.

Ponadto, od kilku lat obserwowana jest wzrostowa tendencja w produkcji energii elektrycznej przez elektrownie zawodowe opalane węglem kamiennym. W miesiącach grudzień 2007 i styczeń 2008 roku, produkcja ta była o ponad 11% wyższa od analogicznych miesięcy w latach 2006/2007, przy jednoczesnym spadku produkcji w elektrowniach na węglu brunatnym. W szczególnie trudnej sytuacji znalazły się te elektrownie i elektrociepłownie, które z uwagi na potrzebę dotrzymania dopuszczalnych limitów emisji tlenków siarki zmuszone są do kupowania węgla o zawartości siarki do 0,60%. Wciąż rosnący

popyt na tego rodzaju węgle, wynikający z zaostrzenia norm emisji SO_x, powoduje że krajowi producenci węgla kamiennego nie są w stanie zaspokoić zapotrzebowania. W związku z tym, w celu zapewnienia odpowiedniego poziomu produkcji energii elektrycznej, elektrownie te zmuszone są do poszukiwania źródeł paliwa pochodzącego z importu. Jednak należy podkreślić, że ceny importowanego węgla kamiennego niskosiarkowego są znacznie wyższe od cen paliwa krajowego, co w konsekwencji skutkuje dodatkowym wzrostem jednostkowych kosztów wytwarzania energii elektrycznej.

3.2. Systemowe rozwiązania problematyki emisji SO₂ i NO_x

Zgodnie z dyrektywą 2001/80 (LCP) i polskimi regulacjami prawnymi źródła spalania muszą dotrzymywać stosownych standardów emisji. W ramach negocjacji przedakcesyjnych Polska uzyskała dla imiennej listy kotłów derogacje techniczne przesuwające na koniec roku 2015 obowiązek dostosowania się do standardów SO₂, zaś na rok 2017 dla NO_x. Jednocześnie w Traktacie o Przystąpieniu ustalone zostały dla dużych źródeł spalania pułapy emisji SO₂ i NO_x na lata 2008, 2010 i 2012.

Dotąd Polska nie negocjowała z KE sposobu wdrożenia dyrektywy, która zaczęła obowiązywać od 01.01.2008 r. i została wdrożona do polskiego prawa rozporządzeniem Ministra Środowiska z 20.12.2005 r. Rozporządzenie to nie gwarantuje dotrzymania zobowiązań Polski wynikających z Traktatu o Przystąpieniu (ToP).

Podsektor elektrowni zawodowych przygotował propozycję regulacji prawnej umożliwiającej osiągnięcie pułapów emisji określonych w ToP w postaci projektu Ustawy o systemie bilansowania emisji SO₂ i NO_x dla dużych źródeł spalania i sposobu rozliczania obowiązku dotrzymania pułapów tych emisji.

Jest to projekt elastycznego systemu wspomaganego mechanizmami handlu wewnętrznego i opłat zastępczych. Projekt ustawy w naszej ocenie nadaje się do szybkiego wdrożenia; jednocześnie wytwórcy energii deklarują w tym zakresie wolę współpracy z administracją państwową.

Systemowe rozwiązania problemu SO₂ i NO_x muszą brać również pod uwagę także spodziewane zaostrzenie norm w perspektywie 2020 r. Sposób rozwiązania bieżącego problemu limitów ToP winien stanowić integralny element średnio- i długoterminowej polityki ekologicznej powiązanej z polityką energetyczną. Oba dokumenty muszą być spójne ze sobą.

3.3. Przydziały uprawnień CO₂ na lata 2008-2012

Mimo iż, decyzja KE z 26.03.2007 r. w sprawie przydziału dla Polski uprawnień do emisji CO₂ na lata 2008-2012 jest dla kraju bardzo restrykcyjna, to dodatkowo stwierdzić należy iż pula uprawnień, proponowana dla wytwórców energii elektrycznej w projekcie rozporządzenia RM z 12.02 br. jest zdecydowanie za mała w stosunku dla potrzeb. Należy jeszcze raz podkreślić, że projekt KPRU przekazany KE w czerwcu 2006 r. był dla elektrowni zawodowych realnym i zrównoważonym planem z przydziałem nieodpłatnych uprawnień CO₂ pokrycie niezbędnej gospodarce energii elektrycznej. Nie ma możliwości w obecnym stanie technologicznym wytwarzania energii elektrycznej i ciepła w Polsce znacząco obniżyć emisję CO₂ i stan ten jeszcze długo nie ulegnie zmianie. Brak nieodpłatnych uprawnień wytwórcy będą musieli uzupełnić zakupem CO₂, którego koszt powinni ponieść odbiorcy. Obecnie jednak system taryf dla operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych, a także dla sprzedawców energii do odbiorców końcowych, stanowiący przez URE uniemożliwia to, stanowiąc ewidentne zagrożenie dla bezpieczeństwa dostaw energii.

Wytwórcy energii elektrycznej oczekują m. in.:

- dokonania rozdziału uprawnień z uwzględnieniem rachunku ekonomicznego w skali całej gospodarki,
- uwzględnienia konieczności zapewnienia stabilnej sytuacji finansowej firm elektroenergetyki zawodowej, która umożliwi odtworzenie i budowę nowych mocy,
- zastosowania jednakowych kryteriów rozdziału uprawnień pomiędzy podsektorami gospodarki.

Ponadto, wytwórcy popierają Rząd RP w postępowaniu przed Europejskim Trybunałem Sprawiedliwości oraz oczekują skutecznych negocjacji z KE w sprawie zmiany tej Decyzji z 26.03.2007 r.

Równoległe do rozwiązywania problemu rozdziału uprawnień do emisji CO₂ na lata 2008 – 2012, rząd powinien wypracować strategię działania na okres negocjacji nowych regulacji UE w ramach pakietu

klimatycznego oraz określić priorytety polityki energetycznej, ekologicznej i klimatycznej w perspektywie średnio- i długoterminowej, tj. roku 2020 i 2050.

3.4. Dokończenie prac nad Rozporządzeniem Ministra Gospodarki w sprawie funkcjonowania Krajowego Systemu Elektroenergetycznego

Specyfiką elektroenergetyki jest powiązanie producentów z odbiorcami energii skomplikowanym systemem sieciowym, w którym produkcja energii w sposób ciągły musi być dostosowana do wielkości odbioru, przy jednoczesnym zapewnieniu dotrzymania szeregu parametrów jakościowych. Polski system pracuje w ramach połączonych systemów elektroenergetycznych w system europejski UCTE. Przestrzeganie zasad wspólnej pracy z innymi systemami oraz zasad integralności systemu elektroenergetycznego jest podstawowym środkiem umożliwiającym dotrzymanie parametrów i kryteriów jakościowo-niezawodnościowych dostaw energii. Główną rolę w zarządzaniu krajowym systemem elektroenergetycznym (KSE) pełni Operator Systemu Przesyłowego (OSP), który za pomocą między innymi mechanizmów rynku bilansującego zapewnia bezpieczeństwo pracy systemu. Regulacje dotyczące funkcjonowania rynku bilansującego są przedmiotem licznych kontrowersji, przeobrażających się niejednokrotnie w spory i konflikty. W sposób szczególny, w związku z pełnym taryfowaniem przychodów OSP i silnie ograniczonymi krajowymi zasobami sieciowymi, regulacje te mogą wpływać na handel energią. Z uwagi na szczególne funkcje rynku bilansującego nadrzędnym celem przy opracowywaniu tych regulacji powinno być dążenie do zapewnienia bezpieczeństwa pracy systemu elektroenergetycznego w warunkach globalnej efektywności ekonomicznej jego funkcjonowania.

Techniczno-organizacyjne zasady funkcjonowania KSE były pierwotnie zawarte głównie w rozporządzeniu przesyłowym. Od kilku lat część z nich jest przedmiotem regulacji ustawowych, a ze względu na konieczność rozszerzenia regulacji, rozporządzenie zmieniło też nazwę. Pierwsze Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (dalej „rozporządzenie systemowe”) powstawało w atmosferze dużych napięć w sektorze i w przyspieszonym tempie. W efekcie, mimo postępu w szeregu istotnych regulacji dotyczących funkcjonowania KSE, wystąpiły problemy implementacyjne, zwłaszcza w zakresie mechanizmu bilansowania. Nieprecyzyjne i nie zawsze spójne regulacje uniemożliwiły opracowanie na ich podstawie, w ramach Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (IRiESP), poprawnych, szczegółowych procedur funkcjonowania mechanizmu bilansowania. Regulacje te stwarzały istotne zagrożenia dla funkcjonowania rynku energii elektrycznej oraz bezpieczeństwa pracy systemu elektroenergetycznego. Z tego powodu już w lipcu 2007 r. rozpoczęto prace nad nowelizacją rozporządzenia systemowego, a w listopadzie tego roku powstał dojrzały i w dużym zakresie uzgodniony projekt nowelizacji. Niestety w tym czasie zaistniały dodatkowe problemy wynikające z bardzo niskich przydziałów uprawnień do emisji CO₂. Duża niepewność co do rozwiązań problemu ograniczania emisji CO₂ oraz już wcześniej znanych problemów z ograniczaniem emisji SO₂ i NO_x nie pozwoliła na szybkie zakończenie prac nad pełną nowelizacją rozporządzenia systemowego. Jednocześnie aktualna sytuacja na rynku energii, trudności ze zbilansowaniem systemu nawet w warunkach lekkiej zimy, wywołuje pilną potrzebę dostosowania zasad funkcjonowania rynku energii elektrycznej do tych uwarunkowań.

W najbliższych dniach zostanie dokonana nowelizacja rozporządzenia systemowego, przedłużająca możliwość stosowania zasad bilansowania, zgodnych ze stanem prawnym obowiązującym do 31 grudnia 2007 r. Pozwoli to na stosowanie dotychczasowych rozwiązań z możliwością doraźnych ich modyfikacji, w ramach aktualizacji IRIESP zatwierdzonej przez Prezesa URE. Modyfikacje te powinny dostosować zasady bilansowania, w zakresie możliwym w ramach obecnych rozwiązań, do bieżących warunków na rynku energii elektrycznej. Szczególnie ważne są przy tym następujące zagadnienia:

- uwzględnienie kosztów uprawnień do emisji CO₂ w rozliczeniach energii wymuszonej na rynku bilansującym (poprzez powiększanie stosowanej aktualnie jednolitej ceny maksymalnej wytwarzania wymuszonego i ceny minimalnej redukcji wymuszonej o bieżący koszt uprawnień do emisji CO₂),

- weryfikacja kryteriów kwalifikacji wymuszeń oraz wartości parametrów modelu rozliczeń, (w tym maksymalnej ceny ofertowej oraz składnika bilansującego).

Modyfikacja IRiESP powinna być opracowana w ciągu najbliższych kilku tygodni i wejść życie najpóźniej w kwietniu 2008 r. Dla realizacji tak trudnego celu uzasadnione jest opracowanie zmian w ramach zespołu OSP i wytwórców systemowych (innych podmiotów te zmiany bezpośrednio nie dotyczą), przy bieżących uzgodnieniach z URE. Zmiany te pozwolą na ograniczenie niektórych, spośród aktualnie występujących zagrożeń w zakresie funkcjonowania rynku energii i bezpieczeństwa pracy KSE. Wyeliminują one w szczególności możliwość powstawania strat u wytwórców, ze względu na koszty uprawnień do emisji CO₂, przy wytwarzaniu energii w ramach wymuszeń.

Równoległe z powyższym muszą być prowadzone prace nad nowelizacją rozporządzenia systemowego, na bazie projektu opracowanego w listopadzie ubiegłego roku, w ramach której zostaną wprowadzone wymagane regulacje w zakresie funkcjonowania mechanizmu bilansowania. Szczególnie istotne jest precyzyjne uregulowanie następujących kwestii:

- zasad rozliczania energii wymuszonej na rynku bilansującym na podstawie indywidualnych cen,
- zasad rozliczania uruchomień jednostek wytwórczych na polecenie OSP,
- sposobu uwzględniania w rozliczeniach na rynku bilansującym kosztów uprawnień do emisji CO₂.

Wprowadzeniu powyższych rozwiązań powinna towarzyszyć odpowiednia parametryzacja modelu rozliczeń w zakresie maksymalnych i minimalnych cen ofertowych, dostosowana do warunków krajowych. Parametryzacji tej dokonuje aktualnie Prezes URE w ramach zatwierdzania zasad bilansowania określonych w IRiESP. Dla zapewnienia skutecznego zakończenia prac nad nowelizacją rozporządzenia systemowego, uzasadnione jest powołanie zespołu roboczego, który opracuje końcową wersję nowelizacji. W skład tego zespołu powinni wejść przedstawiciele Ministerstwa Gospodarki, Ministerstwa Środowiska, Prezesa URE, Prezesa UOKiK a także, na odpowiednim etapie przygotowywania nowelizacji rozporządzenia systemowego, OSP, wytwórców i innych uczestników rynku. Nowelizacja powinna być opracowana w ciągu kilku tygodni i wprowadzona w przyspieszonym trybie, tak by podstawowe rozwiązania mogły być wdrożone od 1.07.2008 r., a pozostałe ewolucyjnie w II półroczu 2008 roku.

Prace nad nowelizacją rozporządzenia systemowego powinny być skoordynowane z pracami nad nowelizacją ustawy prawo energetyczne. Nowelizacja prawa powinna być dokonana jeszcze w tym roku. Umożliwi to dalszy postęp w dostosowaniu techniczno-organizacyjnych zasad funkcjonowania KSE do szybko zmieniających się warunków.

3.5. Systemowe rozwiązanie problematyki kosztów wytwórców przywoływanych do pracy na żądanie Operatora Systemu Przesyłowego

Mechanizm rozliczania energii elektrycznej w sytuacjach wymuszonych względami systemowymi, czyli przy braku lub ograniczonym działaniu konkurencji, ma istotne znaczenie zarówno z punktu widzenia efektywności funkcjonowania rynku energii elektrycznej, jak i bezpieczeństwa pracy systemu elektroenergetycznego. W pierwszym przypadku chodzi przede wszystkim o ochronę odbiorców przed nieuzasadnionym wzrostem kosztów dostaw energii. Drugi przypadek dotyczy zapewnienia gotowości jednostek wytwórczych do pracy w wymuszeniu poprzez pełne pokrycie kosztów wytwarzania energii w sytuacji, gdy nie jest możliwa wycena tej energii za pomocą mechanizmów rynkowych.

Opierając się na doświadczeniach krajowych oraz doświadczeniach z rozwiniętych rynków energii elektrycznej, jako kierunkowe rozwiązanie w zakresie rozliczania energii elektrycznej w sytuacjach wymuszonych względami systemowymi, należy przyjąć zastosowanie kosztowego modelu rozliczeń. Model ten zakłada stosowanie do rozliczeń energii elektrycznej wymuszonej, cen wyznaczanych na podstawie:

- kosztów stałych i zmiennych dla jednostek wytwórczych pracujących w wymuszeniu w sposób ciągły (w takich przypadkach pomiędzy wytwórcą a OSP są zawierane odpowiednie umowy, na okres roczny

lub dłuższy, dotyczące dysponowania jednostkami wytwórczymi i pokrywania związanych z tym kosztów),

- kosztów zmiennych wytwarzania energii, w przypadku doraźnych dostaw energii w wymuszeniu, oraz kosztów unikniętych wytwarzania energii, w przypadku doraźnego wymuszonego odbioru energii, tj. redukcji generacji w stosunku do wielkości wynikających ze zobowiązań kontraktowych wytwórcy (rozliczenia powinny być dokonywane w ramach mechanizmu bilansowania).

W praktyce, powyższe podejście w zakresie doraźnych dostaw i odbioru wymuszonego energii sprowadza się do rozliczania energii elektrycznej na podstawie kosztów rzeczywistych wytwarzania.

Koszt unikniętym przez wytwórcę, w sytuacji redukcji jego generacji, jest bowiem koszt zmienny wytwarzania energii.

W ramach kosztów zmiennych będą w szczególności uwzględniane koszty uprawnień do emisji CO₂. Wartość tego składnika kosztów będzie odzwierciedlana na podstawie bieżących notowań uprawnień do emisji CO₂ na giełdach. Wprowadzanie powyższego modelu rozliczeń, wraz z innymi zmianami w zasadach funkcjonowania KSE, powinno być dokonane w trzech etapach:

- pierwszy (kwiecień 2008 r.) - poprzez modyfikację IRiESP, w ramach aktualnie obowiązujących zasad, głównie w zakresie wprowadzenia mechanizmu uwzględniania kosztów uprawnień do emisji CO₂ w rozliczeniach energii wymuszonej na rynku bilansującym (poprzez powiększanie stosowanej aktualnie jednolitej ceny maksymalnej wytwarzania wymuszonego i ceny minimalnej redukcji wymuszonej o bieżący koszt uprawnień do emisji CO₂),
- drugi (II półrocze 2008 r.) - poprzez modyfikację IRiESP na podstawie nowelizacji rozporządzenia systemowego wprowadzającej indywidualne ceny energii wymuszonej, określane w umowie przesyłania pomiędzy wytwórcą oraz OSP i podlegające kontroli Prezesa URE,
- trzeci (2009 r.) - poprzez nowelizację prawa energetycznego i ewentualną kolejną nowelizację rozporządzenia systemowego, dostosowującą regulację rozporządzenia systemowego do regulacji ustawowych, a następnie opracowanie na tej podstawie odpowiednich modyfikacji IRiESP.

Powyższe pozwoli na szybkie uwzględnienie kosztów uprawnień do emisji CO₂ bez nadmiernego wzrostu kosztów usuwania ograniczeń.

Z uwagi na architekturę polskiego rynku energii elektrycznej, która opiera się na centralnym dysponowaniu jednostkami wytwórczymi przez OSP, dodatkowo jest konieczne wprowadzenie do modelu rozliczeń na rynku bilansującym kosztów uruchomień jednostek wytwórczych. Pozwoli to na pokrywanie wytwórcom kosztów, innych niż związane z wytwarzaniem energii, wynikających z przywołania przez OSP jednostki wytwórczej do pracy. Wysokość kosztów uruchomień, analogicznie jak indywidualnych cen energii wymuszonej, powinna podlegać kontroli Prezesa URE.

Wprowadzenie powyższych kompleksowych rozwiązań zapewni wytwórcom pokrycie ponoszonych kosztów, umożliwiając jednocześnie uzyskiwanie przychodów przewyższających te koszty, w ramach sprzedaży energii i rezerw mocy, w warunkach uzasadnionych działaniem konkurencji. Dzięki temu zostanie zagwarantowana odpowiednia ochrona odbiorców przed nieuzasadnionym wzrostem cen energii elektrycznej oraz odpowiednie warunki do zapewnienia bezpieczeństwa funkcjonowania systemu elektroenergetycznego.

3.6. Działania doraźne realizowane przez OSP

W założonej pięcioletniej perspektywie czasowej, przy braku możliwości istotnej rozbudowy sieci przesyłowej i faktycznej stabilizacji sumarycznej mocy osiągalnej krajowych źródeł wytwórczych, konieczne jest podjęcie wszelkich dostępnych PSE-Operator S.A. działań dla minimalizacji zagrożeń dla bezpieczeństwa dostaw. Wśród najważniejszych należy wymienić:

- organizowanie przetargów na rezerwę operacyjną OSP,
- instalację dodatkowych źródeł mocy biernej,
- modernizację linii przesyłowych

- wdrożenie usługi „redukcja poboru energii”.

Organizowanie przetargów na rezerwę operacyjną OSP

Można szacować, że w Polsce istnieje do od 1000 do 2000 MW technicznych zdolności wytwórczych o bardzo wysokim progu cenowym wejścia na rynek energii elektrycznej (stare elektrownie zawodowe, elektrociepłownie zawodowe pracujące bez skojarzenia z produkcją ciepła, elektrownie przemysłowe). Wg naszej oceny koszt wytwarzania w takich źródłach przekracza 300 zł/MWh (bez uwzględnienia kosztu zakupu uprawnień do emisji CO₂), a ich praca odbywać się może przy istotnych ograniczeniach ruchowych (praktycznie nie nadają się do pracy przerywanej). Przetargi na rezerwę operacyjną OSP pozwolą na pojawienie się wyraźnych sygnałów cenowych na rynku energii elektrycznej w sytuacji ograniczonych zasobów zdolności wytwórczych dostępnych dla bilansowania KSE. Pozwoli to na okresową aktywizację handlową źródeł wytwórczych o bardzo wysokich kosztach zmiennych wytwarzania energii elektrycznej oraz stanowić będzie ekonomiczną przesłankę dla kształtowania się bieżącej wymiany handlowej energii elektrycznej z zagranicą. Działanie to, niezbędne z punktu widzenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej musi jednak spowodować znaczne zwiększenie kosztów zakupu energii (w szczególności dotknie to uczestników rynku energii, nie skonsolidowanych z przedsiębiorstwami wytwórczymi). PSE-Operator S.A. planuje uruchomienie przetargów na rezerwę operacyjną od 1.01.2009 r.

Instalacja dodatkowych źródeł mocy biernej

Jako czasowa alternatywa dla braku nowych linii przesyłowych instalowane są w systemie dodatkowe źródła mocy biernej. Pozwala to na zwiększenie zdolności przesyłowych dla mocy czynnej oraz znacznie zmniejsza zagrożenie utraty stabilności napięciowej. PSE-Operator S.A. uruchomił już dodatkowe źródła mocy biernej o sumarycznej wielkości ok. 400 MVar oraz planuje w najbliższym czasie uruchomienie następnych kilkuset MVar.

Modernizacja linii przesyłowych

Podstawowym ograniczeniem dla wykorzystania linii przesyłowych są dopuszczalne obciążalności przewodów oraz dopuszczalne zwisy. Skutecznym sposobem zwiększenia obciążalności mogą być w niektórych przypadkach działania modernizacyjne polegające na wymianie przewodów roboczych na przystosowane do pracy przy wyższej temperaturze (zwiększanie dopuszczalnej obciążalności przewodów) przy jednoczesnym podwyższeniu słupów (zmniejszanie zwisów).

Aktualnie analizuje się możliwość wymiany przewodów roboczych na kilku liniach 220 kV (w tym zasilających aglomerację warszawską). Są to jednak działania doraźne, które mogą oddalić o kilka lat niezbędność pracy w systemie nowych linii przesyłowych.

3.7. Działania doraźne inicjowane przez OSP

W przypadku znacznego wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną i/lub zwiększonych ubytków mocy, działania doraźne mogą okazać się niewystarczające dla skutecznej minimalizacji zagrożeń do czasu uruchomienia nowych linii przesyłowych i oddania do eksploatacji nowych zdolności wytwórczych. W tej sytuacji konieczne będzie podejmowanie działań nadzwyczajnych, dotyczących działań nastawionych na minimalizację ryzyka wystąpienia przedstawionych zagrożeń, jak i wyposażenia operatora w niezbędne środki działania na wypadek ich wystąpienia. Jako najważniejsze działania o charakterze nadzwyczajnym należy wymienić:

- budowa interwencyjnych źródeł wytwórczych,
- zwiększenie możliwości importowych na granicy wschodniej,
- wprowadzanie ograniczeń poboru energii elektrycznej

Budowa interwencyjnych źródeł wytwórczych

Jako realny do zastosowania w stosunkowo krótkim czasie sposób minimalizacji zagrożeń, do czasu zakończenia wymaganej rozbudowy sieci przesyłowej, można wskazać budowę interwencyjnych źródeł wytwórczych w postaci np. turbin gazowych zdolnych do szybkiego uruchomienia i pracy w wymaganym okresie (np. 6 godzin pracy ciągłej, do ok. 1500 godz. w roku). Istotna jest właściwa lokalizacja źródeł oraz gwarancje pełnej dostępności dla OSP. Jako właściwą lokalizację takich źródeł można wskazać poblizko stacji najwyższych napięć w północnej części kraju (np. Żarnowiec, Gdańsk, Gdańsk Błonia, Grudziądz, Olsztyn) oraz północno-wschodniej (np. Białystok, Ełk).

Budowa takich źródeł może być szybko uruchomiona na podstawie przetargu na moce szczytowe lub jako inwestycje OSP (np. jak w Finlandii)

Zwiększenie możliwości importowych na granicy wschodniej

Na granicy wschodniej istnieją dwa, aktualnie nie wykorzystywane, połączenia międzysystemowe:

- linia 750 kV Rzeszów-Chmielnicka (Ukraina),
- linia 220 kV Białystok-Roś (Białoruś).

Ich ewentualne wykorzystanie wymaga dodatkowych inwestycji i zgody partnerów zagranicznych. W przypadku linii 750 kV niezbędna jest instalacja wstawek prądu stałego oraz modernizacja rozdzielni 750 kV w stacji Rzeszów. W przypadku linii 220 kV niezbędna jest modernizacja linii i rozdzielni 220 kV w stacji Białystok oraz przygotowanie wydzielonego bloku po stronie białoruskiej lub instalacja wstawki prądu stałego. W realnej perspektywie kilku lat możliwe jest uzyskanie w ten sposób technicznych możliwości importu na poziomie ok. 1400 MW (1200 MW do st. Rzeszów i 200 MW do st. Białystok).

Po przejęciu wyżej wymienionych linii PSE – Operator SA może podjąć niezbędne działania dostosowawcze, a po ich zakończeniu udostępniać uzyskane zdolności przesyłowe uczestnikom rynku energii w Polsce w trybie przetargowym.

Wprowadzanie ograniczeń w dostawach energii elektrycznej

W perspektywie najbliższych lat należy poważnie liczyć się z koniecznością okresowego wprowadzania ograniczeń poboru energii elektrycznej z powodu braku wystarczalności krajowych zdolności wytwórczych (ograniczenia na terenie całego kraju) lub z powodu zagrożenia bezpieczeństwa pracy sieci (w wybranych obszarach kraju). Wskazują na to szybko malejące wartości rezerw mocy dostępnych dla OSP oraz narastające zagrożenia w pracy sieci przesyłowej.

Aktualne możliwości wprowadzania ograniczeń poboru energii przez operatorów sieciowych obejmują:

- ograniczenia wprowadzane w trybie przewidzianym w Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej, jako tzw. ograniczenia awaryjne i katastrofalne (realizowane poprzez wyłączenia fragmentów sieci dystrybucyjnej i bardzo dotkliwe dla odbiorców),
- ograniczenia wprowadzane w trybie przewidzianym w ustawie Prawo energetyczne, jako tzw. ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej (realizowane przez wskazanych odbiorców, na podstawie komunikatów ogłaszanych przez OSP po przeprowadzeniu czasochłonnej procedury podjęcia decyzji Rady Ministrów w trybie rozporządzenia).

Istnieje pilna potrzeba wprowadzenia rozwiązań (wykraczających poza wyżej wymienione) pozwalających na skuteczne wprowadzanie przez operatora systemu przesyłowego ograniczeń w sytuacji zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. Jest to możliwe w ramach aktualnie prowadzonej nowelizacji Ustawy prawo energetyczne.

4. Podsumowanie i wnioski

Fakty:

1. Krajowy System Elektroenergetyczny znajduje się na granicy wydolności, w szybkim tempie rośnie zapotrzebowanie na moc, maleją rezerwy i dyspozycyjność urządzeń wytwórczych.
2. W perspektywie najbliższych lat należy poważnie liczyć się z koniecznością okresowego wprowadzania ograniczeń poboru energii elektrycznej z powodu niedoboru krajowych zdolności wytwórczych (ograniczenia na terenie całego kraju) lub z powodu zagrożenia bezpieczeństwa pracy sieci (w wybranych obszarach kraju).
3. Większość jednostek wytwórczych pochodzi z lat 60. i 70. ubiegłego wieku, i będzie stopniowo wycofywana z eksploatacji ze względu na naturalne zużycie techniczne.
4. Rosnące zapotrzebowanie na energię elektryczną, bez wprowadzania do eksploatacji nowych mocy wytwórczych o mocy w ilości ok. 1000 MW rocznie, grozi trwałymi ograniczeniami w dostawach energii. Okresowe braki mocy występują już teraz.
5. Istniejący układ elektroenergetycznych sieci przesyłowych w kraju jest niewystarczający dla zapewnienia bezpieczeństwa systemu i wymaga szybkiej rozbudowy.
6. Silny wzrost zapotrzebowania na inwestycje w nowe moce w energetyce na świecie spowodował niespotykany wzrost cen realizacji inwestycji nowych bloków energetycznych (o ok.50% w ciągu 3 lat) i wydłużenie terminów realizacji.
7. Wskutek wieloletnich zaniechań inwestycyjnych w sektorze wydobywczym węgla zarysowuje się narastający deficyt w podaży energetycznego węgla kamiennego w Polsce.
8. Niedostateczna ilość szlakowego taboru kolejowego do przewozów węgla, u przewoźników działających w Polsce, w tym również u największego z nich PKP Cargo, co ujawnia się szczególnie w sezonie jesienno zimowym, powoduje dodatkowe zagrożenia odpowiedniej wielkości produkcji energii elektrycznej, z powodu zagrożenia nieciągłością dostaw paliwa.
9. Górnictwo węgla kamiennego w średnioterminowej perspektywie, a węgla brunatnego w perspektywie kilkunastoletniej, wymagają znaczących inwestycji dla utrzymania i rozbudowy zdolności wydobywczych dla pokrycia potrzeb istniejących i planowanych bloków energetycznych.
10. Obecny poziom cen energii elektrycznej w Polsce nie zapewnia zwrotu zaangażowanych środków finansowych, ani pokrycia pozostałych kosztów wytwarzania, a zwłaszcza obowiązkowych zakupów brakujących uprawnień do emisji CO₂. Aby zapewnić inwestycjom w nowe bloki węglowe dodatni wynik NPV, przy założeniu piętnastoletniego okresu zwrotu nakładów, cena energii elektrycznej musiałaby przekraczać 200 zł za MWh, a przy założeniu konieczności dokupienia np. 20% praw do emisji CO₂ - wzrosnąć do 220 zł za MWh.
11. Moc zainstalowana w energetyce polskiej jest w ponad 90% oparta na rodzimym węglu, zaś jego udział w produkcji energii elektrycznej wynosi ok. 95%. Ze względu na wysokie ceny gazu ziemnego, jego ograniczoną dostępność zasobów krajowych i zależność od importu, węgiel przez długi czas pozostanie podstawowym paliwem, decydującym o bezpieczeństwie energetycznym Polski.
12. Wskutek zamrożenia, przed prawie dwudziestu laty, wszelkich działań związanych z rozwojem energetyki jądrowej, uległ rozproszeniu i praktycznie zanikł w kraju potencjał naukowy, dydaktyczny i wykonawczy, do ewentualnego szybkiego uruchomienia i eksploatacji bloków jądrowych.
13. Wskutek uwarunkowań geograficzno-klimatycznych uzyskanie w Polsce poziomu 15% udziału energii odnawialnej w zużyciu energii elektrycznej, ciepła z procesów ogrzewania i chłodzenia przez odbiorców końcowych oraz energii w transporcie będzie bardzo kosztowne.
14. W perspektywie najbliższych lat nie jest możliwa radykalna zmiana bazy paliwowej, ani podniesienie sprawności wytwarzania, toteż w okresie 2008-2012 wskaźniki emisji zanieczyszczeń gazowych z instalacji energetycznych praktycznie nie ulegną zmianie.
15. Decyzja Komisji Europejskiej z 26.03.2007 r. w sprawie KPRU II na lata 2008 – 2012 ogranicza możliwości rozwoju kraju i szansę dogonienia krajów wysokorozwiniętych Wspólnoty. Proponowany w

projekcie Rozporządzenia RM z 12.02 br. przydział nieodpłatnych uprawnień CO₂ dla energetyki jest niewystarczający. Deficyt uprawnień przekraczający 110 mln Mg w pięcioletnim okresie rozliczeniowym spowoduje gwałtowny wzrost cen (dla ostrożnie założonej średniej ceny uprawnień 25 €/Mg CO₂ nieefektywny wzrost kosztu produkcji ponad limity KPRU II o kilkadziesiąt złotych za MWh), a ponadto wysłała negatywne sygnały do inwestorów.

16. Komisja Europejska w ramach Pakietu klimatycznego przygotowała pakiet projektów aktów prawnych, które jeżeli zostaną uchwalone w proponowanym kształcie wpłyną negatywnie na funkcjonowanie polskiej energetyki i całej gospodarki.
17. Zbyt duża ogólność dokumentów i brak ciągłości w budowaniu rządowych strategii i polityki energetycznej kraju negatywnie wpływają na gotowość inwestorów do angażowania się w inwestycje nowych mocy w Polsce.

Propozycje działań – postulaty:

1. Wprowadzenie regulacji prawnych ułatwiających i skracających uzyskiwanie pozwoleń na budowę i realizację liniowych inwestycji budowy przesyłowych sieci elektroenergetycznych.
2. Wprowadzenie rozwiązań prawnych pozwalających na skuteczne ograniczanie przez operatora systemu przesyłowego dostaw energii w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa systemu elektroenergetycznego.
3. Wdrożenie mechanizmów wspierających budowę wysokosprawnych i ekologicznie czystych technologii wytwarzania energii elektrycznej z węgla.
4. Zmniejszenie obciążeń fiskalnych ceny energii elektrycznej (akcyza, podatki lokalne itp.) dla stworzenia warunków do pozyskania z rynku środków na nowe inwestycje, przy jednoczesnym ograniczeniu podwyżek cen dla odbiorców.
5. Zweryfikowanie polityki regulacyjnej URE w zakresie taryfowanych cen energii elektrycznej i ciepła, w kierunku pokrycia wszystkich uzasadnionych kosztów (w tym kapitałowych) i zapewnienia zwrotu z inwestycji.
6. Zagwarantowanie stabilnego rozwoju górnictwa węgla kamiennego i brunatnego - podstawy zaopatrzenia energetyki w perspektywie najbliższych dziesięcioleci – m.in. poprzez oparcie relacji pomiędzy energetyką a górnictwem na umowach długoterminowych, gwarantujących stabilność rozwoju stron, po przewidywalnych cenach, umożliwiających jednocześnie inwestycje dla utrzymania i rozwoju zdolności wydobywczych.
7. Wspieranie, jak najszybszego, pełnego otwarcia rynku kolejowych przewozów towarowych, a w okresie poprzedzającym to otwarcie, wzmocnienie potencjału PKP Cargo, dla przewyższenia ograniczeń transportowych węgla na kolei.
8. Uruchomienie programów badawczo-wdrożeniowych dla oszacowania realnych możliwości podziemnego magazynowania CO₂ w Polsce oraz prac legislacyjnych umożliwiających realizację tych zadań.
9. Uruchomienie przez rząd działań na rzecz budowy energetyki atomowej w Polsce. Przykłady zagraniczne wskazują na możliwość skrócenia (poniżej 10 lat) czasu potrzebnego do uruchomienia pierwszej elektrowni i jednoczesnego stworzenia odpowiedniego zaplecza w kraju, pod warunkiem zakupu całego pakietu dostaw, usług i know-how w zakresie technicznym i organizacyjnym.
10. Pilne podjęcie przez administrację centralną negocjacji dla ustalenia akceptowalnych i wykonalnych warunków wdrożenia nowelizowanych i nowych aktów prawnych, w tym: dyrektyw IPPC – 96/61, ETS 2003/87, CCS, RES i decyzji o burden sharing. Alokacja przyznanych Polsce uprawnień do emisji CO₂ i sposób implementacji ww. dyrektyw powinien odbywać się przy zachowaniu zasady najmniejszych kosztów dla kraju i jego gospodarki.
11. Zmiana zasad przydziału uprawnień do emisji CO₂ z obecnie stosowanych przydziałów kwotowych, na przydziały oparte na wskaźnikach benchmarkingowych, z uwzględnieniem specyfiki paliw - ich różnej emisyjności, które gwarantują zachowanie zasad wolnej konkurencji i jednocześnie promują rozwiązania najefektywniejsze pod względem ekologicznym.

12. Zwiększenie udziału produkcji energii elektrycznej w skojarzeniu z produkcją ciepła. Potrzebne są w tym zakresie odważne i konkretne rozwiązania, spójne z rozwiązaniami promowanymi w Unii Europejskiej, a w tym wprowadzenie obowiązkowych form zakupu ciepła pochodzącego z produkcji skojarzonej.
13. Wdrożenie regulacji umożliwiających handel wewnętrznym i bilansowania emisji SO₂ i NO_x w kraju.
14. Stworzenie systemowego podejścia do opracowywania dokumentów dotyczących polityki energetycznej państwa i wdrożenie. Uruchomienie w oparciu o wybraną jednostkę lub instytucję, ciągłej aktualizacji baz danych, generowania scenariuszy i analiz rozwoju dla potrzeb rządowych zespołów negocjujących rozwiązania z Komisją Europejską oraz dla potrzeb dla planowania rozwoju branży energetycznej.