771

OBWIESZCZENIE MINISTRA GOSPODARKI[1)]

z dnia 14 sierpnia 2009 r.

w sprawie sprawozdania z wyników nadzoru nad bezpieczeństwem zaopatrzenia w energię elektryczną

Na podstawie art. 15b ust. 4 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. — Prawo energetyczne (Dz. U. z 2006 r. Nr 89, poz. 625, z późn. zm.[2)]) ogłasza się w załączniku do niniejszego obwieszczenia sprawozdanie z wyników nadzoru nad bezpieczeństwem zaopatrzenia w energię elektryczną za 2007 i 2008 r.

Minister Gospodarki: w z. *R. Baniak*

[1)] Minister Gospodarki kieruje działem administracji rządowej — gospodarka, na podstawie § 1 ust. 2 rozporządzenia Prezesa Rady Ministrów z dnia 16 listopada 2007 r. w sprawie szczegółowego zakresu działania Ministra Gospodarki (Dz. U. Nr 216, poz. 1593).

[2)] Zmiany tekstu jednolitego wymienionej ustawy zostały ogłoszone w Dz. U. z 2006 r. Nr 104, poz. 708, Nr 158, poz. 1123 i Nr 170, poz. 1217, z 2007 r. Nr 21, poz. 124, Nr 52, poz. 343, Nr 115, poz. 790 i Nr 130, poz. 905, z 2008 r. Nr 180, poz. 1112 i Nr 227, poz. 1505 oraz z 2009 r. Nr 3, poz. 11 i Nr 69, poz. 586.

Załącznik do obwieszczenia Ministra Gospodarki
z dnia 14 sierpnia 2009 r. (poz. 771)

SPRAWOZDANIE Z WYNIKÓW NADZORU NAD BEZPIECZEŃSTWEM ZAOPATRZENIA W ENERGIĘ ELEKTRYCZNĄ

ZA OKRES OD DNIA 1 STYCZNIA 2007 R. DO DNIA 31 GRUDNIA 2008 R.

Spis treści:

Wstęp ... 2918
Ważniejsze skróty i symbole: ... 2919
1. Popyt i podaż energii elektrycznej ... 2920
2. Źródła i kierunki zaopatrzenia gospodarki krajowej w energię elektryczną oraz możliwości dysponowania tymi źródłami ... 2921
2.1. Źródła i kierunki zaopatrzenia w energię elektryczną ... 2921
2.1.1. Źródła zaopatrzenia gospodarki krajowej w energię elektryczną ... 2921
2.1.2. Kierunki zaopatrzenia gospodarki krajowej w energię elektryczną ... 2922
3. Stan infrastruktury technicznej sektora elektroenergetycznego ... 2925
3.1. Wytwarzanie energii elektrycznej ... 2925
3.2. Możliwości dysponowania źródłami wytwórczymi ... 2926
3.3. Sieć przesyłowa ... 2927
3.4. Sieć dystrybucyjna ... 2928
4. Działania podejmowane dla pokrycia szczytowego zapotrzebowania na energię elektryczną oraz postępowanie w przypadku niedoborów ich dostaw ... 2929
4.1. Bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej w ustawie – Prawo energetyczne ... 2929
4.2. Zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w latach 2007–2008 ... 2930
4.3. Bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej w perspektywie najbliższych kilku lat ... 2931
4.3.1. Moce wytwórcze ... 2931
4.3.2. Sieci przesyłowe ... 2933
4.4. Działania podejmowane przez OSP dla zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej ... 2933
4.4.1. Przetargi na rezerwę operacyjną OSP ... 2934
4.4.2. Instalacja dodatkowych źródeł mocy biernej ... 2934
4.4.3. Modernizacja linii przesyłowych ... 2934
4.5. Działania nadzwyczajne ... 2934
4.5.1. Instalacja interwencyjnych źródeł wytwórczych ... 2935
4.5.2. Zwiększenie możliwości importowych na granicy wschodniej ... 2935
4.5.3. Wprowadzanie ograniczeń w dostawach energii elektrycznej ... 2935
4.6. Inne inicjatywy, niezbędne dla zapewnienia długookresowego bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej ... 2936
5. Oddziaływanie sektora elektroenergetycznego na środowisko ... 2937
6. Poziom zapasów paliw wykorzystywanych do wytwarzania energii elektrycznej ... 2942
7. Sytuacja ekonomiczna przedsiębiorstw energetycznych, w tym konkurencyjność cenowa energii elektrycznej ... 2944
7.1. Sytuacja ekonomiczna przedsiębiorstw energetycznych ... 2944
7.2. Konkurencyjność cenowa energii elektrycznej ... 2949
7.2.1. Rynek hurtowy ... 2949
7.2.2. Rynek detaliczny ... 2951
8. Skuteczność podejmowanych działań w zakresie bezpieczeństwa zaopatrzenia w energię elektryczną ... 2956

8.1. Działania Ministerstwa Gospodarki 2956
8.1.1. Prace nad projektem Polityki energetycznej Polski do 2030 r. 2956
8.1.2. Nowelizacja ustawy – Prawo energetyczne 2957
8.1.3. Opracowanie projektu ustawy o efektywności energetycznej 2958
8.1.4. Realizacja projektu budowy polsko-litewskiego „mostu energetycznego" 2958
8.1.5 Monitorowanie budowy nowych mocy wytwórczych rozpoczętych w latach 2007–2008 2959
8.2. Działania Prezesa URE 2959
8.2.1. Monitorowanie funkcjonowania systemu elektroenergetycznego w zakresie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej na rynku krajowym 2959
8.2.2. Realizacja wymagań oraz kontrolowanie wykonania obowiązków wynikających z przepisów rozporządzenia 1228/2003 Parlamentu Europejskiego i Rady 2960
8.2.3. Działania OSP dotyczące awaryjnych dostaw energii z zagranicy ... 2961
9. Przewidywane zapotrzebowanie na energię elektryczną 2962
10. Planowane lub będące w budowie nowe moce źródeł energii elektrycznej 2963
11. Zamierzenia inwestycyjne w odniesieniu do zapewnienia zdolności przesyłowych połączeń międzysystemowych oraz linii elektroenergetycznych wewnętrznych (lata 2010–2015) 2965
11.1. Przyłączenia 2965
11.2. Wyprowadzenia mocy 2965
11.3. Bezpieczeństwo pracy sieci 2965
11.4. Połączenia transgraniczne 2965
11.4.1. Połączenia transgraniczne – asynchroniczne 2966
11.4.2. Połączenia transgraniczne – synchroniczne 2967
12. Wnioski 2967

Wstęp

Podstawę prawną do sporządzenia niniejszego sprawozdania stanowi przepis art. 15b ust. 1 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2006 r. Nr 89, poz. 625, z późn. zm.), który zobowiązuje Ministra Gospodarki do opracowania sprawozdania z wyników nadzoru nad bezpieczeństwem zaopatrzenia w energię elektryczną. Nadzór nad bezpieczeństwem energetycznym państwa sprawuje minister właściwy do spraw gospodarki – zgodnie z przepisami ustawy – Prawo energetyczne oraz ustawy z dnia 4 września 1997 r. o działach administracji rządowej (Dz. U. z 2007 r. Nr 65, poz. 437, z późn. zm.).

Sprawozdanie zawiera informacje obejmujące 2007 i 2008 r.

Przedmiotem niniejszego sprawozdania są w szczególności informacje dotyczące:
- charakterystyki polskiego sektora elektroenergetycznego w zakresie oceny możliwości zaopatrzenia odbiorców w energię elektryczną, z uwzględnieniem kierunków zaopatrzenia w tę energię, w tym ze źródeł wytwórczych krajowych,
- wzajemnych relacji pomiędzy popytem i podażą energii elektrycznej,
- charakterystyki stanu technicznego podmiotów sektora elektroenergetycznego,
- wielkości istniejącej rezerwy mocy elektrycznej oraz poziomu zapasów paliw wykorzystywanych do wytwarzania energii elektrycznej,
- sytuacji ekonomicznej branży elektroenergetycznej oraz oceny jej oddziaływania na środowisko,
- wielkości przewidywanego zapotrzebowania na energię elektryczną w perspektywie długookresowej,
- zamierzeń inwestycyjnych w odniesieniu do zapewnienia zdolności przesyłowych połączeń międzysystemowych oraz linii elektroenergetycznych wewnętrznych, wpływających w istotny sposób na pokrycie bieżącego i przewidywanego zapotrzebowania kraju na energię elektryczną oraz zdolności przesyłowe połączeń międzysystemowych (obowiązek publikacji ww. danych wynika z art. 7 dyrektywy 2005/89/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 18 stycznia 2006 r. dotyczącej działań na rzecz zagwarantowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i inwestycji infrastrukturalnych (Dz. Urz. UE L 33 z 04.02.2006).

Poziom bezpieczeństwa dostaw w zakresie energii elektrycznej zależy od wielu różnorodnych czynników i okoliczności, w tym przede wszystkim od sprawnego zarządzania pracą systemu elektroenergetycznego, stanu technicznego majątku wytwórczego, jak również sprawności urządzeń i instalacji systemów: przesyłowego oraz dystrybucyjnych, właściwych rezerw mocy produkcyjnych i stosownego poziomu mocy przesyłowych, w tym mocy transgranicznych.

Bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej stanowi jeden z głównych filarów bezpieczeństwa energetycznego państwa, zdefiniowanego w przyjętym przez Radę Ministrów w dniu 4 stycznia 2005 r. dokumencie „Polityka energetyczna Polski do 2025 r.”.

Ważniejsze skróty i symbole:

ARE S.A. — Agencja Rynku Energii S.A.
GWh — gigawatogodzina
IRiESD — Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej
IRiESP — Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej
KDT — kontrakty długoterminowe (umowy długoterminowe sprzedaży mocy i energii elektrycznej zawarte pomiędzy PSE S.A. a wytwórcami energii elektrycznej)
KE — Komisja Europejska
KSE — Krajowy System Elektroenergetyczny
kV — kilovolt
kWh — kilowatogodzina
MVAr — jednostka mocy biernej
MW — megawat
MWh — megawatogodzina
nN — niskie napięcie
NN — najwyższe napięcie
OSD — Operator Systemu Dystrybucyjnego
OSP — Operator Systemu Przesyłowego
OZE — odnawialne źródła energii
PO — przedsiębiorstwo obrotu
PSE Operator S.A. — Polskie Sieci Elektroenergetyczne Operator S.A. (OSP)
SD — spółka dystrybucyjna
SN — średnie napięcie
TPA — third party access (dostęp do sieci stron trzecich)
TWh — terawatogodzina
UCTE — Union for the Coordination of Transmission of Electricity (Unia ds. Koordynacji Przesyłu Energii Elektrycznej)
UE — Unia Europejska
URE — Urząd Regulacji Energetyki
WN — wysokie napięcie

1. Popyt i podaż energii elektrycznej

Dostawę (podaż) energii elektrycznej na rynek krajowy zapewniają elektrownie i elektrociepłownie zawodowe, elektrociepłownie przemysłowe oraz przedsiębiorstwa importujące energię elektryczną. Zapotrzebowanie (popyt) na energię elektryczną zależy od wielkości krajowego zużycia energii elektrycznej przez odbiorców końcowych oraz ilości energii elektrycznej przeznaczonej na eksport.

W latach 2007–2008 produkcja energii elektrycznej w Polsce zaspokajała krajowe zapotrzebowanie na energię elektryczną. Wielkość produkcji energii elektrycznej była wyższa od zużycia krajowego, a eksport przewyższał import.

W 2007 r. oraz do października 2008 r. występowała tendencja spadkowa – nadwyżki mocy dyspozycyjnych elektrowni i elektrociepłowni w stosunku do maksymalnego krajowego zapotrzebowania na moc. Utrzymanie się tej tendencji, po przezwyciężeniu kryzysu gospodarczego, może spowodować okresowe trudności w zbilansowaniu popytu i podaży energii elektrycznej.

W IV kwartale 2008 r. produkcja energii elektrycznej spadła w stosunku do 2007 r. o prawie 3 %, w wyniku spowolnienia gospodarczego generującego mniejsze zapotrzebowanie na energię elektryczną krajowego przemysłu oraz zmniejszenia eksportu energii.

Plany produkcyjne wytwórców w 2008 r. były ograniczane ze względu na niższy, niż wynikało to z ich potrzeb, poziom uprawnień do emisji CO_2 przyznanych dla poszczególnych instalacji, zgodnie z rozporządzeniem Rady Ministrów z dnia 1 lipca 2008 r. w sprawie przyjęcia Krajowego Planu Rozdziału Uprawnień do emisji dwutlenku węgla na lata 2008–2012 dla wspólnotowego systemu handlu uprawnieniami do emisji (Dz. U. Nr 202, poz. 1248).

W 2008 r. w stosunku do 2007 r. krajowe zużycie energii elektrycznej obniżyło się nieznacznie o 0,34 %, a więc wystąpiła stabilizacja zużycia energii w skali całego roku. Eksport (fizyczny) zmalał o prawie 26 %, przy zwiększeniu o ponad 16 % importu.

Tabela 1.

Krajowy bilans energii elektrycznej w latach 2007–2008.

Wyszczególnienie	2007	2008	Dynamika
	GWh		%
PRZYCHÓD (PODAŻ)	167 013	163 627	97,97
z tego:			
Produkcja ogółem	159 261	154 607	97,08
Import (pobór)	7 752	9 020	116,36
ROZCHÓD (POPYT)	167 022	163 086	97,64
z tego na:			
Zużycie krajowe	153 913	153 383	99,66
w tym: potrzeby energetyczne elektrowni	12 763	12 918	101,21
Eksport (oddanie)	13 109	9 703	74,02

Źródło: Dane ARE S.A.

2. Źródła i kierunki zaopatrzenia gospodarki krajowej w energię elektryczną oraz możliwości dysponowania tymi źródłami

2.1. Źródła i kierunki zaopatrzenia w energię elektryczną

2.1.1. Źródła zaopatrzenia gospodarki krajowej w energię elektryczną

Źródłem zaopatrzenia gospodarki krajowej w energię elektryczną w 2008 r. była produkcja z własnych źródeł (94,5 %) oraz w niewielkim stopniu import (5,5 %).

Na wielkość podaży energii elektrycznej decydujący wpływ miała produkcja elektrowni cieplnych zawodowych oparta o krajowe zasoby węgla, której udział w rynku wynosił w 2008 r. 92,5 %. W stosunku do 2007 r. zwiększył się udział produkcji energii z elektrowni opalanych węglem brunatnym z 32,1 % do 34,1 %, a obniżył udział produkcji energii z elektrowni opalanych węglem kamiennym z 57,1 % do 53,8 %.

W odniesieniu do energii wytwarzanej w odnawialnych źródłach energii oraz energii wytwarzanej w wysokosprawnej kogeneracji stosowano mechanizmy wspierające tę produkcję – świadectwa pochodzenia dla tej energii.

System wsparcia źródeł wytwarzających odnawialną energię elektryczną oraz energię z wysokosprawnej kogeneracji był uzupełniany o preferencyjne warunki przyłączenia do sieci tych źródeł. W wyniku stosowania przez państwo preferencyjnych mechanizmów wspierających produkcję energii elektrycznej wytwarzanej w źródłach odnawialnych, produkcja ta wzrosła z 5342 GWh w 2007 r. do 6596 GWh w 2008 r., tj. o 23,5 %. W latach 2007–2008 zwiększyła się również znacznie ilość energii wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji, a w przypadku źródeł gazowych lub o łącznej mocy mniejszej od 1 MW – jej produkcja wzrosła z 1089,6 GWh do 2225,5 GWh. W odniesieniu do pozostałej produkcji z wysokosprawnej kogeneracji z 9246,4 GWh do 14126 GWh.[1)]

Tabela 2.

Struktura produkcji energii elektrycznej w latach 2007–2008.

Wyszczególnienie	Produkcja			Struktura produkcji	
	2007	2008	Dynamika	2007	2008
	GWh		%	%	
Elektrownie zawodowe	150 667	145 515	96,58	94,60	94,12
cieplne	148 024	143 049	96,64	92,94	92,52
węgiel kamienny	90 926	83 177	91,48	57,09	53,80
w tym: elektrociepłownie	20 302	18 804	92,62	12,75	12,16
węgiel brunatny	51 051	52 700	103,23	32,05	34,09
gaz	4 411	4 471	101,36	2,77	2,89
współspalanie biomasy	1 636	2 701	165,10	1,03	1,75
wodne	2 643	2 466	93,30	1,66	1,60
Elektrownie przemysłowe	7 665	7 745	101,04	4,81	5,01
Pozostałe	929	1 347	144,99	0,58	0,87
Ogółem	**159 261**	**154 607**	**97,08**	**100**	**100**
w tym:					
Źródła odnawialne	5 342	6 596	123,47	3,35	4,27

Źródło: Dane ARE S.A.

W 2008 r. z powodu obniżania się rezerw mocy w systemie elektroenergetycznym zaobserwowano zwiększenie importu energii elektrycznej do Polski o ok. 9 %. Jednocześnie rzeczywiste przepływy fizyczne energii elektrycznej, które obejmują również przepływy energii wynikające z pracy połączonych systemów elektroenergetycznych, zwiększyły się o 16,4 %, z 7752 GWh do 9020 GWh.

[1)] Sprawozdanie z działalności Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w 2008 r.

Tabela 3.

Import energii elektrycznej do Polski.

Kraj	2007	2008
	GWh	
Import	3140	3422
Przepływy rzeczywiste	7752	9020
w tym:		
Słowacja	0	31
Niemcy	4889	5576
Czechy	20	28
Ukraina	631	765
Białoruś	0	554
Szwecja	2211	2065

Źródło: Dane ARE S.A.

W dniu 30 października 2008 r. nastąpiło przekazanie własności, na rzecz spółki PSE Operator S.A., trzech transgranicznych linii elektroenergetycznych łączących KSE z systemami Białorusi i Ukrainy. Przekazanie to nastąpiło w wyniku wypłaty przez spółkę PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. dywidendy rzeczowej w formie składników ww. linii na rzecz Skarbu Państwa, a następnie ich wniesienie na podwyższenie kapitału zakładowego spółki PSE Operator S.A. (spółka PSE Operator S.A. pełni funkcję OSP). Tym samym proces przekazania majątku sieciowego na rzecz OSP, o którym jest mowa w „Programie dla elektroenergetyki", został zakończony.

2.1.2. Kierunki zaopatrzenia gospodarki krajowej w energię elektryczną

Rynek hurtowy

W okresie sprawozdawczym energia wyprodukowana przez elektrownie i elektrociepłownie zawodowe była sprzedawana na rynku hurtowym. Elektrociepłownie przemysłowe natomiast sprzedawały energię elektryczną na potrzeby powiązanych organizacyjnie z sobą zakładów przemysłowych.

W 2007 r. handel hurtowy energią elektryczną odbywał się na podstawie kontraktów bilateralnych: krótko- i średnioterminowych, zawieranych przez elektrownie i elektrociepłownie z przedsiębiorstwami obrotu i spółkami dystrybucyjnymi (I połowa 2007 r.), oraz długoterminowych zawartych między elektrowniami i elektrociepłowniami zawodowymi a Polskimi Sieciami Elektroenergetycznymi S.A. (następcą prawnym Polskich Sieci Elektroenergetycznych S.A. w tym zakresie jest PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.).

Z dniem 1 kwietnia 2008 r., zgodnie z ustawą z dnia 29 czerwca 2007 r. o zasadach pokrywania kosztów powstałych u wytwórców w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej (Dz. U. Nr 130, poz. 905, z późn. zm.), zostały rozwiązane kontrakty długoterminowe (KDT). Ustawa ma na celu m.in. zwiększenie płynności rynku oraz przyspieszenie rozwoju konkurencji w sektorze elektroenergetyki.

Tabela 4.

Sprzedaż energii elektrycznej przez przedsiębiorstwa wytwórcze na rynku hurtowym.

Lata	Sprzedaż energii elektrycznej	z tego do:						
		PGE S.A. (dawne PSE S.A.)[1]	PO, SD*	odbiorcy końcowi		rynek giełdowy	rynek bilansujący	pozostała sprzedaż [2]
				umowy sprzedaży	umowy kompleksowe			
	[GWh]	[%]						
2007	143 376,5	31,78	58,21	2,61	0,76	0,35	6,22	0,07
2008	136 033,2	7,76	83,51	0,78	0,91	0,25	6,66	0,13

[1] - KDT w 2007 r. i w I kwartale 2008 r.
[2] - zagranica i dystrybutorzy lokalni
* do 1.07.2007 r. spółki dystrybucyjne
Źródło: Dane ARE S.A.

Wytwórcy energii elektrycznej sprzedali w 2008 r. ponad 83 % energii elektrycznej do przedsiębiorstw obrotu w ramach kontraktów dwustronnych. Pozostała sprzedaż energii elektrycznej odbywała się w ramach kontraktów długoterminowych (w I kwartale 2008 r.), na rynku bilansującym (6,7 %) oraz w niewielkiej ilości na giełdzie energii (0,3 %).

Przedsiębiorstwa obrotu część energii zakupionej od wytwórców sprzedawały za granicę, przede wszystkim do Czech[2]. W 2008 r. w stosunku do 2007 r., ze względu na konieczność zbilansowania zużycia krajowego energii elektrycznej z produkcją tej energii, wystąpił spadek eksportu tej energii o 4387 GWh. Rzeczywiste przepływy fizyczne energii elektrycznej zmniejszyły się z 13110 GWh w 2007 r. do 9704 GWh w 2008 r.

Tabela 5.

Eksport energii elektrycznej do Polski.

Kraj	2007	2008
	GWh	
Eksport	**8497**	**4110**
Przepływy rzeczywiste	**13 110**	**9 704**
w tym:		
Niemcy	48	95
Czechy [1]	9 232	6 912
Słowacja	3 600	2 551
Szwecja	230	146

[1] łącznie z Austrią i Szwajcarią
Źródło: Dane ARE S.A.

Rynek detaliczny

Energię zakupioną na rynku hurtowym przedsiębiorstwa obrotu sprzedawały na rynku detalicznym odbiorcom końcowym taryfowym oraz odbiorcom korzystającym z prawa wyboru sprzedawcy (według tzw. zasady TPA).

W latach 2007–2008 na rynku detalicznym kontynuowano działania mające na celu liberalizację rynku oraz pobudzanie konkurencji. Z dniem 1 lipca 2007 r. prawo dostępu do sieci uzyskały gospodarstwa domowe. Dokonano także rozdzielenia działalności obrotu i działalności dystrybucyjnej pod względem prawnym i organizacyjnym przez utworzenie odrębnych przedsiębiorstw – operatorów systemów dystrybucyjnych.

Z początkiem 2008 r. zostały uwolnione ceny w obrocie energią w odniesieniu do odbiorców przemysłowych. Prezes URE utrzymał natomiast obowiązek przedkładania taryf

[2] Łącznie z Austrią i Szwajcarią.

do zatwierdzenia dla grupy taryfowej G – odbiorców energii elektrycznej w gospodarstwie domowym, w celu ochrony tej grupy odbiorców przed zbyt dużym wzrostem cen. W dystrybucji energii elektrycznej, która jest obszarem monopolu naturalnego, ceny usług były i będą w dalszym ciągu zatwierdzane przez Prezesa URE.

Mimo postępów poziom liberalizacji rynku mierzony wielkością energii sprzedanej odbiorcom korzystającym z prawa wyboru sprzedawcy jest niezadowalający. W 2007 r. łączny udział odbiorców korzystających z dostępu do sieci w ogólnej sprzedaży energii elektrycznej odbiorcom końcowym na rynku detalicznym wyniósł 11,2 %, a w 2008 r. 13, 9 % [3)].

Tabela 6.

Sprzedaż energii elektrycznej odbiorcom końcowych na rynku detalicznym.

Wyszczególnienie	Ogółem [1)]	z tego:							
		odbiorcy końcowi posiadający umowy kompleksowe	odbiorcy końcowi korzystający z TPA	odbiorcy końcowi elektrowni [1)]	odbiorcy końcowi przedsiębiorstw obrotu	odbiorcy końcowi			
						A	B	C	G
Rok	2007								
GWh	117 021	103 932	5 034	5 471	2 584	17 193	36 142	21 571	28 992
%	100	88,81	4,3	4,68	2,21	16,54	34,77	20,75	27,9
Rok	2008								
GWh	118 033	101 615	11 067	2 499	2 852	13 309	36 134	22 315	29 827
%	100	86,09	9,38	2,12	2,42	13,1	35,56	21,96	29,35
Dynamika rok 2007=100	100,86	97,77	219,85	45,68	110,37	77,41	99,98	103,45	102,88

[1)] nie obejmuje sprzedaży do odbiorców końcowych elektrociepłowni przemysłowych
Źródło: Dane ARE S.A.

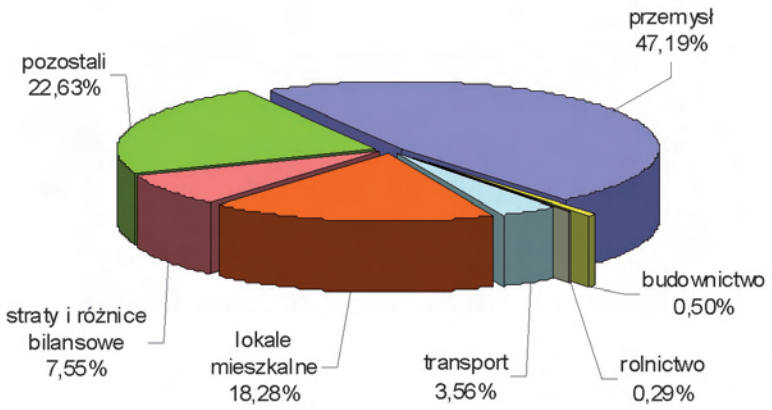
Wzrost zapotrzebowania na energię w gospodarstwach domowych wynikał z coraz lepszego wyposażenia mieszkań w nowoczesny sprzęt gospodarstwa domowego, urządzenia audiowizualne oraz komputerowe.

W okresie objętym sprawozdaniem najwięcej energii elektrycznej w kraju zużywał przemysł – łącznie z potrzebami energetycznymi elektrowni ponad 47 %. Znaczny udział w zużyciu krajowym mają również lokale mieszkalne 18,3 % oraz straty sieciowe 7,6 %[3)].

[3)] Według danych ARE S.A.

Rysunek 1.

Struktura zużycia energii elektrycznej w kraju w 2008 r.



W przekroju regionalnym największe zapotrzebowanie na energię elektryczną wykazywały województwa: mazowieckie, śląskie, wielkopolskie oraz dolnośląskie. Do tych czterech województw kierowano ponad 45 % energii zużywanej przez wszystkich odbiorców taryfowych.

Energia elektryczna dostarczana była przede wszystkim do miast (ponad 73 %). W miastach wyższy udział niż na wsi stanowili odbiorcy w grupie taryfowej A i B, a niższy odbiorcy w grupie taryfowej C (na niskim napięciu).

3. Stan infrastruktury technicznej sektora elektroenergetycznego

Infrastruktura techniczna sektora elektroenergetyki obejmuje instalacje wytwórcze, przesyłowe i dystrybucyjne.

3.1. Wytwarzanie energii elektrycznej

Energię elektryczną wytwarzały przede wszystkim duże elektrownie cieplne i elektrociepłownie zawodowe oraz elektrownie wodne szczytowo-pompowe. W 2008 r. obejmowały one łącznie 91,5 % mocy zainstalowanej w KSE. Udział mocy zainstalowanej źródeł wytwórczych w elektrowniach i elektrociepłowniach przemysłowych w stosunku do mocy całego KSE w Polsce w 2008 r. wyniósł 6,6 %. Coraz większego znaczenia nabierały rozproszone, odnawialne źródła energii.

Moc zainstalowana elektrowni krajowych na koniec 2008 r. wynosiła 35 853 MW, w tym w elektrowniach i elektrociepłowniach zawodowych 32 798 MW.

Tabela 7.

Moc elektryczna zainstalowana na koniec roku.

Wyszczególnienie	2007	2008	Dynamika
	MW		%
Elektrownie zawodowe	32995	32798	99,40
cieplne	30811	30613	99,36
w tym:			
węgiel kamienny	20701	20454	98,81
w tym: elektrociepłownie	5004	4847	96,86
węgiel brunatny	9216	9280	100,69
gaz	872	858	98,39
wodne	2184	2185	100,05
Elektrociepłownie przemysłowe	2402	2376	98,92
Pozostałe	423	679	160,52
Ogółem	**35820**	**35853**	**100,09**
w tym:			
źródła odnawialne	1308	1568	119,88

Źródło: Dane ARE S.A.

W okresie objętym sprawozdaniem dominowały elektrownie wytwarzające energię elektryczną ze spalania węgla kamiennego i brunatnego.

W porównaniu z 2007 r. nastąpiło minimalne zwiększenie w KSE mocy zainstalowanej (0,1 %). Wzrost mocy z 9216 MW do 9280 MW odnotowano w grupie elektrowni opalanych węglem brunatnym. Najwyższą dynamiką wzrostu mocy charakteryzowały się natomiast źródła energii odnawialnej, które zanotowały wzrost o 19,9 %, przy czym moc zainstalowana w samych źródłach wiatrowych wzrosła w 2008 r. o ponad 77 %.

Majątek trwały elektrowni i elektrociepłowni jest bardzo wyeksploatowany. W wielu przedsiębiorstwach wytwórczych umorzenie środków trwałych przekracza 80 %. Wiek ponad 60 % kotłów i turbozespołów przekracza 25 lat. Starsze bloki charakteryzują się dużą awaryjnością, wyższymi kosztami eksploatacji oraz negatywnym wpływem na środowisko naturalne.

Zgodnie z Programem dla elektroenergetyki przyjętym przez Radę Ministrów w dniu 28 marca 2006 r. powinno corocznie powstawać około 800–1000 MW nowych zdolności wytwórczych tylko dla odbudowy kończących pracę instalacji.

W 2008 r. oddano do eksploatacji nowy blok w Elektrowni Pątnów II o mocy zainstalowanej 460 MW, a w 2009 r. – blok o mocy 460 MW w Elektrowni Łagisza. Natomiast w 2011 r. przewidywane jest oddanie do eksploatacji bloku o mocy 858 MW w Elektrowni Bełchatów. Sprawność wytwarzania oraz poziom emisji zanieczyszczeń tych bloków są zbliżone do porównywalnych jednostek w krajach UE.

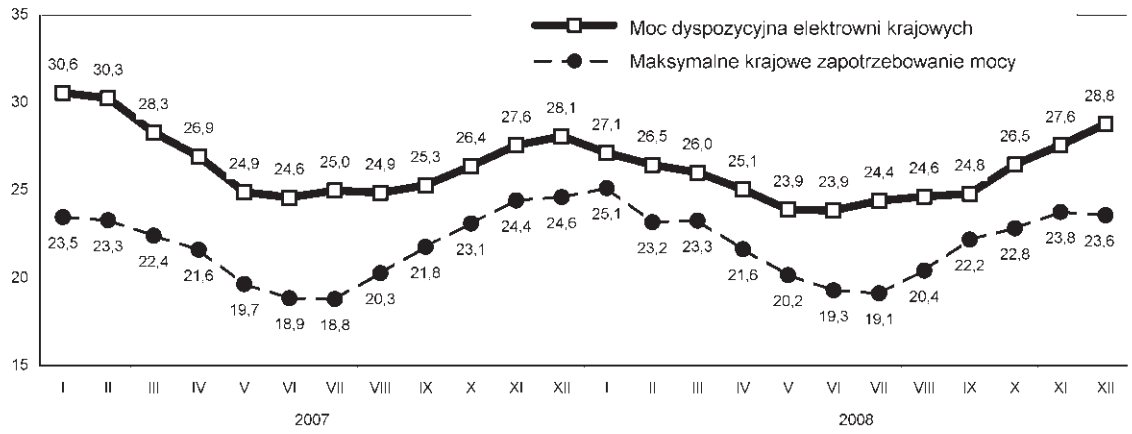
Powyższym inwestycjom towarzyszyły odstawienia pracujących jednostek. Od dnia 1 stycznia 2008 r. zlikwidowano m.in. dwa bloki w Elektrowni Konin o sumarycznej mocy 240 MW.

3.2. Możliwości dysponowania źródłami wytwórczymi

W okresie objętym sprawozdaniem możliwość dysponowania źródłami wytwórczymi była ograniczona przez ubytki mocy wynikające z remontów oraz warunków eksploatacyjnych. W 2007 r. oraz w okresie do października 2008 r. ubytki mocy zwiększały się i jednocześnie rosło zapotrzebowanie na energię elektryczną. Spowodowało to spadek nadwyżki mocy dyspozycyjnych w stosunku do maksymalnego krajowego zapotrzebowania na tę moc, szczególnie widoczny na przełomie 2007 i 2008 r. Sytuacja ta uległa zmianie w IV kwartale 2008 r., gdy zapotrzebowanie na moc uległo obniżeniu.

Rysunek 2.

Moc dyspozycyjna elektrowni krajowych oraz maksymalne krajowe zapotrzebowanie na moc w latach 2007–2008.



Źródło danych: PSE Operator S.A.

Zwiększające się ubytki mocy oraz występujące ograniczenie w dysponowaniu źródłami wytwórczymi wynikały z:

– rosnącego zakresu prac remontowych w elektrowniach,
– dużej awaryjności w przypadku uruchamiania starszych elektrowni i elektrociepłowni,
– przekraczania posiadanych limitów na emisję zanieczyszczeń (pyły, SO_2, NO_x),
– braku wystarczających zapasów węgla,
– ograniczeń w wyprowadzeniu mocy z niektórych elektrowni w warunkach wyższych temperatur.

W latach 2007–2008 występowały trudności ze zwiększeniem importu energii elektrycznej, z powodu przepływów karuzelowych (kołowych) wywołanych przez elektrownie wiatrowe zlokalizowane na terenie północnych Niemiec.

3.3. Sieć przesyłowa

Działalność gospodarczą w zakresie przesyłania energii elektrycznej wykonuje spółka PSE Operator S.A., wyznaczona przez Prezesa URE do pełnienia funkcji OSP.

Na koniec 2008 r. w skład infrastruktury sieciowej będącej własnością spółki PSE Operator S.A. wchodziło 235 linii o łącznej długości 12 953 km, w tym:
— 1 linia o napięciu 750 kV i długości 114 km (wyłączona z eksploatacji),
— 66 linii o napięciu 400 kV i długości 4920 km,
— 165 linii o napięciu 220 kV i o łącznej długości 7919 km,
oraz 106 stacji energetycznych najwyższych napięć i 177 transformatorów. Znaczna liczba obiektów, szczególnie o napięciu 220 kV, charakteryzowała się znacznym stopniem zużycia.

KSE posiada połączenia międzysystemowe ze Szwecją przez połączenie 450 kV prądu stałego, z Białorusią linią 220 kV, z Ukrainą liniami 220 kV i 750 kV, ze Słowacją dwutorową linią 400 kV, z Republiką Czeską liniami 220 kV i 400 kV oraz Niemcami liniami 220 kV i 400 kV.

Rysunek 3.

Krajowy System Elektroenergetyczny i połączenia transgraniczne.

Występujące ograniczenia zdolności przesyłowych stanowiły istotną barierę dla wymiany energii elektrycznej z zagranicą. Ma to szczególne znaczenie dla zaopatrzenia kraju w energię elektryczną, w przypadku wystąpienia jej deficytu na rynku krajowym.

W 2008 r. nakłady inwestycyjne na sieć przesyłową wyniosły 827,0 mln zł i były wyższe niż w 2007 r., w którym wynosiły 362,3 mln zł.

W zakresie rozbudowy systemu przesyłowego oraz połączeń transgranicznych prowadzone są we współpracy z UE oraz krajami trzecimi stosowne analizy techniczne. Plany rozbudowy takich połączeń posiada PSE Operator S.A., który prowadzi w tej sprawie negocjacje z operatorami z Niemiec, Czech i Słowacji. W perspektywie przewiduje się budowę mostu energetycznego łączącego systemy elektroenergetyczne Litwy i Polski.

3.4. Sieć dystrybucyjna

W 2008 r. działalność gospodarczą w zakresie dystrybucji energii elektrycznej prowadziło 14 operatorów systemów dystrybucyjnych, wydzielonych od 1 lipca 2007 r. z dawnych spółek dystrybucyjnych oraz PKP Energetyka S.A., a także liczne, małe spółki lokalne, posiadające koncesje Prezesa URE na dystrybucję energii elektrycznej. Do ich zadań należał rozdział i dostarczanie energii elektrycznej do odbiorców końcowych za pomocą sieci dystrybucyjnych wysokiego, średniego i niskiego napięcia.

W 2008 r. operatorzy systemów dystrybucyjnych dysponowali następującym potencjałem sieciowym:
– linie napowietrzne o napięciu 220 kV, o długości 232 km,
– linie napowietrzne o napięciu 110 kV, o długości 32 475 km,
– linie na średnich napięciach, o długości 300 511 km,
– linie na niskich napięciach, o długości 423 886 km,
– stacje transformatorowe o górnym napięciu 110 kV – 1 372 szt.,
– stacje transformatorowe na średnich napięciach – 242 148 szt.

Stopień zamortyzowania majątku sieci dystrybucyjnych w 2008 r. wynosił ponad 25 %, lecz jego wartość księgowa, w związku z restrukturyzacją sektora elektroenergetycznego, była kilka razy przeszacowywana. Modernizacji i przebudowy wymagają ciągi liniowe średniego napięcia i obwody niskiego napięcia, w których zainstalowane są przewody o małych przekrojach (25 i 35 mm^2), oraz linie, na końcach których spadki napięć przekraczają dopuszczalne normy.

4. Działania podejmowane dla pokrycia szczytowego zapotrzebowania na energię elektryczną oraz postępowanie w przypadku niedoborów ich dostaw

4.1. Bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej w ustawie – Prawo energetyczne

Bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej, w tym racjonalne ceny oraz spełnienie wymogów ochrony środowiska, stanowi jeden z podstawowych filarów bezpieczeństwa energetycznego. Aktem prawnym regulującym zabezpieczenie ciągłości zaopatrzenia w energię elektryczną jest ustawa – Prawo energetyczne wraz z wydanymi na jej podstawie aktami wykonawczymi. Zgodnie z ustawą nadzór nad bezpieczeństwem zaopatrzenia w energię elektryczną sprawuje minister gospodarki, za bieżące bezpieczeństwo funkcjonowania KSE odpowiada OSP. Natomiast Prezes URE, w ramach swoich uprawnień określonych w art. 23 ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne, monitoruje warunki dostarczania energii elektrycznej oraz wykonuje czynności regulacyjne, oddziałujące na bezpieczeństwo dostaw energii, w tym w szczególności:
– uzgadnia plan wprowadzania ograniczeń w poborze energii elektrycznej opracowywany przez OSP,
– kontroluje stan zapasów paliw oraz funkcjonowanie systemu elektroenergetycznego,
– uzgadnia projekty planów rozwoju przedsiębiorstw sieciowych, w tym poziom nakładów inwestycyjnych w celu zapewnienia finansowania inwestycji sieciowych.

Poziom bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej zależy od wielu czynników, w tym przede wszystkim od sprawnego zarządzania pracą systemu elektroenergetycznego, stanu technicznego majątku wytwórczego, sprawności urządzeń i instalacji systemów: przesyłowego oraz dystrybucyjnych, właściwych rezerw mocy produkcyjnych i stosownego poziomu mocy przesyłowych, w tym mocy transgranicznych.

W przypadku zagrożenia bezpieczeństwa energetycznego mogą zostać wprowadzone na terytorium kraju, na czas oznaczony, ograniczenia w dostarczaniu energii elektrycznej, polegające na ograniczeniu maksymalnego poboru mocy oraz dobowego poboru energii elektrycznej. Stosowne procedury dotyczące realizacji planu ograniczeń zawiera rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 23 lipca 2007 r. w sprawie szczegółowych zasad i trybu wprowadzania ograniczeń w sprzedaży paliw stałych oraz w dostarczaniu i poborze

energii elektrycznej lub ciepła (Dz. U. Nr 133, poz. 924). Zgodnie z tym rozporządzeniem, operatorzy systemów elektroenergetycznych są zobowiązani do opracowania planów wprowadzania ograniczeń, w których określa się sposoby ich wprowadzania. Plany opracowywane przez OSP podlegają uzgodnieniu z Prezesem URE. Natomiast plany opracowywane przez operatorów systemów dystrybucyjnych lub operatorów systemów połączonych – z właściwym OSP. Plany te są corocznie aktualizowane i ich aktualizacja sporządzona przez OSP jest zatwierdzana decyzją Prezesa URE. Aktualny plan wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej opracowany przez OSP elektroenergetycznego obowiązuje do dnia 31 sierpnia 2009 r.

Ustawa – Prawo energetyczne zawiera także regulacje umożliwiające przeprowadzenie przetargów na budowę nowych mocy wytwórczych energii elektrycznej lub realizację przedsięwzięć zmniejszających zapotrzebowanie na energię, w przypadku stwierdzenia przez Ministra Gospodarki, że istniejące i będące w trakcie budowy moce wytwórcze energii elektrycznej oraz przedsięwzięcia racjonalizujące jej zużycie nie zapewniają długookresowego bezpieczeństwa dostaw tej energii. Procedury te, z uwagi na występujący dotychczas wysoki poziom bezpieczeństwa w zakresie możliwości długookresowych dostaw energii elektrycznej w Polsce, nie zostały jeszcze uruchomione.

4.2. Zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w latach 2007–2008

W latach 2007–2008 nie było ograniczeń w poborze mocy ani wyłączeń odbiorców, spowodowanych brakiem mocy w KSE.

W 2007 r. nastąpił spadek nadwyżki mocy dyspozycyjnych w stosunku do maksymalnego krajowego zapotrzebowania na moc. Odnotowano także obniżenie stanu rezerw mocy dostępnych dla OSP, które w szczycie krajowego zapotrzebowania na moc spadło poniżej 2000 MW. Przyczyną tego był znaczny spadek w 2007 r. mocy przesyłowych w wymianie międzysystemowej w eksporcie.

Znaczne obniżenie salda wymiany transgranicznej było efektem działań OSP ukierunkowanych na zapewnienie pokrycia zapotrzebowania na moc na rynku krajowym. Obniżenie mocy dyspozycyjnych z jednoczesnym wzrostem zapotrzebowania na moc wymusiły na OSP wprowadzenie ograniczeń w wymianie międzysystemowej energii elektrycznej.

W 2007 r. odnotowano wzrost wielkości ubytków mocy spowodowanych awariami i ubytkami eksploatacyjnymi, co związane było z funkcjonowaniem mechanizmu rynku bilansującego.

Wielkość mocy zainstalowanych w 2008 r. przekraczała 35 GW.

W pierwszych miesiącach 2008 r. występował spadek nadwyżki mocy dyspozycyjnych w stosunku do maksymalnego krajowego zapotrzebowania na moc. Zaś w drugiej połowie 2008 r. wystąpiła nadwyżka mocy wytwórczych dostępnych dla OSP i rynku w wyniku spowolnienia ekonomicznego, które wywołało obniżenie zapotrzebowania na energię elektryczną.

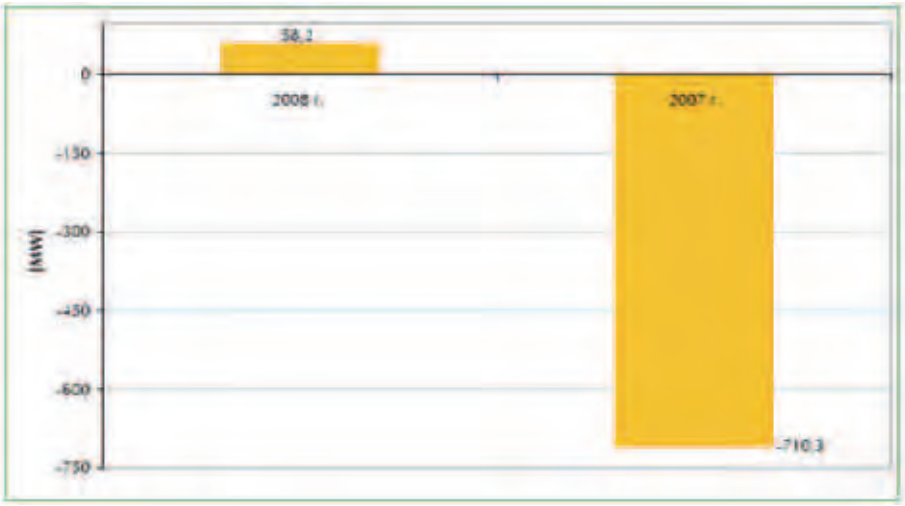
Według danych OSP, zapotrzebowanie odbiorców końcowych w grudniu 2008 r. było niższe o ok. 12 % w stosunku do analogicznego okresu 2007 r. Tym samym zagrożenie niedoborem mocy wytwórczych w kraju zmniejszyło się. Rok 2008 był kolejnym rokiem obniżania się poziomu rezerw mocy dostępnych dla OSP, chociaż w ujęciu średnim, rok do roku, ubytek ten nie był duży. Najniższe wartości rezerw mocy dyspozycyjnych w szczycie

krajowego zapotrzebowania na moc na poziomie ok. 2400–2500 MW wystąpiły w marcu i lutym 2008 r. Było to efektem wzrostu zapotrzebowania na moc oraz dużych ubytków zdolności wytwórczych, zgłaszanych przez elektrownie. Pod koniec roku sytuacja uległa poprawie i nastąpił powrót do bezpiecznych poziomów rezerwy mocy dyspozycyjnej w KSE, tj. około 5200 MW.

O poziomie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej może również świadczyć saldo wymiany mocy z zagranicą w dobowym szczycie krajowego zapotrzebowania na moc.

Rysunek 4.

Saldo wymiany transgranicznej w latach 2007–2008.



Źródło: PSE Operator SA.

Widoczna jest zmiana salda wymiany transgranicznej z przewagi eksportu w 2007 r. na przewagę importu w 2008 r. w wieczornym szczycie krajowego zapotrzebowania na moc.

Z powyższego wynika, że bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej w 2007 r. i 2008 r. nie było zagrożone. Wystąpiły jednak pewne zjawiska, które mogły mieć negatywny wpływ. Pod koniec 2007 r. niektóre jednostki wytwórcze odnotowały niedobory zapasów węgla kamiennego poniżej wymaganych 30 dni. Spadek zapotrzebowania na moc i energię elektryczną, jaki nastąpił pod koniec 2008 r., złagodził te zjawiska. Pod koniec 2008 r. nie występowały niedobory zapasów węgla kamiennego.

4.3. Bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej w perspektywie najbliższych kilku lat

4.3.1. Moce wytwórcze

W 2008 r. po raz pierwszy od 5 lat wystąpił spadek zużycia energii elektrycznej o 0,4 % w stosunku do roku poprzedniego. Spadek ten odzwierciedlał skutki spowolnienia gospodarczego kraju, w następstwie wystąpienia w 2008 r. kryzysu gospodarczego w wymiarze globalnym i europejskim.

Przewidywane na najbliższe lata wolniejsze tempo wzrostu gospodarczego może spowodować niższe zużycie energii elektrycznej, wynikające przede wszystkim ze zmniejszonych potrzeb gospodarki, głównie w sektorze przemysłowym. W mniejszym zakresie obniżenie zużycia energii dotyczyć będzie gospodarstw domowych, ze względu na

cywilizacyjny charakter tego nośnika oraz prawie dwuipółkrotnie niższe zużycie energii elektrycznej w przeliczeniu na 1 mieszkańca w porównaniu z 15 krajami Unii Europejskiej.

Ze względu na bezpieczeństwo dostaw, duże znaczenie ma wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną. W przypadku dynamicznego wzrostu krajowego zapotrzebowania na energię może nie być on jednak w wystarczającym stopniu kompensowany uruchamianiem nowych jednostek wytwórczych. Uruchamianiu nowych jednostek wytwórczych w tym okresie towarzyszyć będą długookresowe odstawienia aktualnie pracujących jednostek wytwórczych, w celu ich modernizacji, a także likwidacja niektórych jednostek wytwórczych (np. od 1 stycznia 2008 r. zlikwidowano dwa bloki w Elektrowni Konin, o sumarycznej mocy 240 MW).

Chcąc utrzymać średnie tempo wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną do 2015 r. na poziomie prognozowanym, zbliżonym do krajowego zużycia energii elektrycznej w 2008 r. (153,4 TWh), wymagane są roczne przyrosty brutto krajowych zdolności wytwórczych na poziomie około 1000 MW. Możliwe do wystąpienia w tym okresie spadki nadwyżek mocy dyspozycyjnej, powodujące ryzyko okresowych niedoborów energii elektrycznej, mogą być spowodowane:
- nasilonym zakresem prac remontowych w elektrowniach, skumulowanych w tym samym czasie,
- występującymi ograniczeniami w wyprowadzeniu mocy z niektórych elektrowni w wyniku zmniejszonej dopuszczalnej obciążalności linii przesyłowych w warunkach wysokich temperatur, w okresie letnim,
- wzrostem wielkości mocy niedostępnej dla produkcji energii elektrycznej ze względów ekonomicznych lub technologicznych (tj. starych elektrowni zawodowych i przemysłowych oraz jednostek wytwórczych w elektrociepłowniach).

W sektorze wytwórczym można zaobserwować zjawisko rosnącej awaryjności. Problemy związane ze zbilansowaniem KSE, nawet w warunkach ciepłej zimy, pokazuje bilans mocy w dniu 29 stycznia 2008 r., w którym wystąpił najniższy poziom tzw. rezerwy operacyjnej. W dniu tym, przy stosunkowo niskim zapotrzebowaniu na moc, 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. Wydarzenia takie wskazują na możliwość wystąpienia niedyspozycyjności o charakterze nieplanowym (awarie, remonty bieżące, warunki eksploatacyjne – skumulowane w tym samym czasie).

Ryzyko wystąpienia przerw w dostarczaniu energii elektrycznej może dotyczyć w szczególności lokalnych obszarów zasilania, które charakteryzują się ponadprzeciętnym wzrostem zapotrzebowania na moc szczytową, znajdujących się w dużych odległościach od systemowych źródeł wytwórczych.

Przedstawione powyżej czynniki nie uwzględniają dodatkowo możliwego zmniejszenia mocy dyspozycyjnej elektrowni w wyniku okresowych trudności w dostawach węgla do produkcji energii elektrycznej oraz konieczności dotrzymania przyznanych limitów emisji zanieczyszczeń. W najbliższej przyszłości czynniki te mogą mieć również znaczenie dla bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej.

W celu zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej planowanym inwestycjom w nowe moce wytwórcze muszą towarzyszyć inwestycje sieciowe zwiększające możliwości importu energii elektrycznej z innych systemów elektroenergetycznych UE oraz krajów trzecich. Ewentualne niedobory krajowych zdolności wytwórczych nie mogą być skutecznie zastąpione importem energii elektrycznej przez wykorzystanie pracujących

połączeń międzysystemowych w ramach UCTE. Przyczyną tego są coraz większe przepływy karuzelowe (kołowe) wywołane przez elektrownie wiatrowe zlokalizowane w północnej części Niemiec.

Możliwymi kierunkami importu energii spoza krajów UCTE jest system szwedzki z wykorzystaniem stałoprądowego połączenia kablowego (do 600 MW) oraz linia 220 kV Zamość – Dobrotwór (Ukraina) z wykorzystaniem wydzielonego bloku po stronie ukraińskiej (ok. 200 MW).

4.3.2. Sieci przesyłowe

Plan inwestycyjny PSE Operator S.A. przewiduje możliwość budowy nowych linii przesyłowych. Uwzględnia on problemy związane z procesem inwestycyjnym, w tym szczególnie długi okres pozyskiwania lokalnych uprawnień dotyczących budowy. Aktualne doświadczenia wskazują na systematyczne wydłużanie się cyklu inwestycyjnego (do kilkunastu lat).

Zgodnie z wymienionym wyżej planem inwestycyjnym w perspektywie najbliższych pięciu lat nowymi liniami przesyłowymi będą:
– linia 400 kV Pątnów–Plewiska,
– linia 400 kV Plewiska–Ostrów,
– linia 400 kV Ostrów–Broszęcin.

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

Zidentyfikowano następujące podstawowe ryzyka dla bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej na okres najbliższych pięciu lat:
– utrata stabilności napięciowej w warunkach dużych przesyłów mocy czynnej i biernej z centrum w kierunku północnym,
– utrata zasilania aglomeracji warszawskiej w wyniku kaskadowego wyłączenia zasilających ją elementów sieci przesyłowej,
– utrata zasilania północno-wschodniej części kraju w przypadku awaryjnego wyłączenia linii 400 kV Miłosna – Narew oraz przy braku wystarczającej liczby pracujących bloków w elektrowni Ostrołęka.

4.4. Działania podejmowane przez OSP dla zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej

W perspektywie pięciu lat, przy ograniczeniu możliwości istotnej rozbudowy sieci przesyłowej i faktycznej stabilizacji sumarycznej mocy osiągalnej krajowych źródeł wytwórczych, konieczne jest podjęcie przez OSP wszelkich działań w celu minimalizacji zagrożeń dla bezpieczeństwa dostaw. Wśród najważniejszych należy wymienić:
– organizowanie przetargów na rezerwę operacyjną OSP,
– instalację dodatkowych źródeł mocy biernej,
– modernizację linii przesyłowych.

4.4.1. Przetargi na rezerwę operacyjną OSP

Organizowanie przez OSP przetargów na rezerwę operacyjną mocy pozwoli na wykorzystanie technicznych zdolności wytwórczych źródeł o bardzo wysokim progu cenowym energii elektrycznej, w sytuacji ograniczonych zasobów zdolności wytwórczych dostępnych dla bilansowania KSE. Pozwoli to na okresową aktywizację tych źródeł oraz stanowić będzie ekonomiczną przesłankę dla kształtowania 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 nieskonsolidowanych z przedsiębiorstwami wytwórczymi. PSE Operator S.A. planuje uruchomienie przetargów na rezerwę operacyjną w 2009 r.

4.4.2. Instalacja dodatkowych źródeł mocy biernej

W systemie elektroenergetycznym instalowane są dodatkowe źródła mocy biernej będące rozwiązaniem zastępczym dla nowych linii przesyłowych. Pozwala to na zwiększenie zdolności przesyłowych dla mocy czynnej oraz znacznie zmniejsza zagrożenie utraty stabilności napięciowej. PSE Operator uruchomił już dodatkowe źródła mocy biernej o sumarycznej wielkości ok. 400 MVAr oraz planuje w najbliższym czasie uruchomienie następnych kilkuset MVAr.

4.4.3. Modernizacja linii przesyłowych

Podstawowym ograniczeniem dla wykorzystania linii przesyłowych są dopuszczalne obciążalności przewodów oraz dopuszczalne zwisy. Skutecznym sposobem zwiększenia obciążalności, wykorzystywanym przez PSE Operator S.A., są działania modernizacyjne polegające na wymianie przewodów roboczych na przystosowane do pracy w wyższej temperaturze (zwiększanie dopuszczalnej obciążalności przewodów) z jednoczesnym podwyższeniem słupów (zmniejszanie zwisów przewodów).

4.5. Działania nadzwyczajne

W przypadku znacznego wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną przedstawione powyżej działania OSP mogą okazać się niewystarczające dla skutecznej minimalizacji zagrożeń do czasu uruchomiania nowych linii przesyłowych i oddania do eksploatacji nowych zdolności wytwórczych. W tej sytuacji konieczne będzie podejmowanie działań nadzwyczajnych, wykraczających poza rutynowe czynności OSP. Dotyczą one zarówno działań nastawionych na minimalizację ryzyka wystąpienia zagrożeń, jak i wyposażenia operatora w niezbędne środki działania na wypadek ich wystąpienia. Jako najważniejsze działania o charakterze nadzwyczajnym należy wymienić:
- instalację interwencyjnych źródeł wytwórczych,
- zwiększenie możliwości importowych na granicy wschodniej,
- wprowadzanie ograniczeń poboru energii elektrycznej.

4.5.1. Instalacja interwencyjnych źródeł wytwórczych

Do czasu zakończenia wymaganej rozbudowy sieci przesyłowej można wykorzystać instalację interwencyjnych źródeł wytwórczych, w szczególności turbiny gazowe zdolne do szybkiego uruchomienia i pracy w wymaganym okresie (np. 6 godzin pracy ciągłej, ok. 1500 godz. w roku). Istotna jest właściwa lokalizacja takich źródeł oraz gwarancje pełnej ich kontroli przez OSP. Źródła te mogłyby być wykorzystywane do pokrycia krótkotrwałych niedoborów mocy w systemie. Ze względu na wysoki koszt zmienny wyprodukowanej przez nie energii elektrycznej, źródła takie nie mają uzasadnienia na rynku energii elektrycznej. Źródła takie powinny być zlokalizowane w sąsiedztwie istniejących stacji NN zlokalizowanych w północnej części kraju (np. w Żarnowcu).

OSP, ze względu na roczny cykl taryfowania swojej działalności, nie może zawierać długookresowych umów na zakup usługi umożliwiającej zbudowanie źródeł wytwórczych przez inne podmioty. Ze względu też na konieczność rozdzielenia działalności związanej z wytwarzaniem energii elektrycznej od działalności sieciowej nie ma możliwości budowania własnych źródeł wytwórczych. W tej sytuacji ewentualne działania PSE Operator S.A. wymagają uzyskania akceptacji organu regulacyjnego.

4.5.2. Zwiększenie możliwości importowych na granicy wschodniej

Na granicy wschodniej istnieją dwa, aktualnie niewykorzystywane, połączenia transgraniczne: linia 750 kV Rzeszów–Chmielnicka (Ukraina) oraz 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 do pracy wyspowej lub instalacja wstawki prądu stałego. W sytuacji braku możliwości technicznych importu energii elektrycznej w ramach współpracy synchronicznej z systemami europejskimi, uruchomienie dostaw energii elektrycznej zza wschodniej granicy może być skutecznym sposobem na minimalizację ryzyka niedoboru krajowych zdolności wytwórczych. PSE Operator S.A. po przejęciu w 2008 r. obydwu połączeń może technicznie przystosować je do realizacji dostaw energii elektrycznej i udostępniać zainteresowanym uczestnikom rynku energii w trybie przetargów. W perspektywie kilku lat jest możliwe uzyskanie w ten sposób technicznych możliwości importu energii elektrycznej na poziomie ok. 1400 MW (1200 MW do stacji Rzeszów i 200 MW do stacji Białystok). Plany OSP na 2009 r. przewidują rozpoczęcie prac w zakresie uruchomienia połączenia międzysystemowego z Ukrainą, a realizacja tej inwestycji nie powinna przekroczyć 3 lat. Wymagane jednak będą uzgodnienia z sąsiednim operatorem systemu przesyłowego.

4.5.3. Wprowadzanie ograniczeń w dostawach energii elektrycznej

W perspektywie najbliższych lat może zaistnieć ryzyko konieczności okresowego wprowadzania ograniczeń poboru energii elektrycznej z powodu braku wystarczalności krajowych zdolności wytwórczych lub zagrożenia bezpieczeństwa pracy sieci w wybranych obszarach kraju. Wskazują na to wielkości nadwyżki mocy dyspozycyjnej oraz zidentyfikowane ryzyka w pracy sieci przesyłowej.

Zagrożenie dostaw z powodu awaryjnych wyłączeń elementów sieciowych może spowodować konieczność wprowadzenia ograniczeń poboru energii. OSP może wprowadzać ograniczenia 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),
– ustawie – Prawo energetyczne, jako tzw. ograniczenia w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, realizowane przez wskazanych odbiorców, na podstawie komunikatów ogłaszanych przez OSP, zgodnie z rozporządzeniem Rady Ministrów z dnia 23 lipca 2007 r. w sprawie szczegółowych zasad i trybu wprowadzania ograniczeń w sprzedaży paliw stałych oraz w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej lub ciepła (Dz. U. Nr 133, poz. 924).

Obecnie nowelizowana ustawa – Prawo energetyczne przewiduje dodatkowe rozwiązania, pozwalające na bardziej skuteczne i szybkie wprowadzanie przez OSP ograniczeń w sytuacji zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej.

4.6. Inne inicjatywy, niezbędne dla zapewnienia długookresowego bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej

Zapewnienie długookresowego bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w kraju wymaga działań podejmowanych przede wszystkim przez organy państwa określone w polityce energetycznej Polski powiązanej z polityką Unii Europejskiej. Do najważniejszych zadań w tym zakresie należy:

- **Opracowanie systemów wsparcia inwestycji w generację rozproszoną, kogenerację, OZE w zakresie, w jakim inwestycje te nie mogłyby być sfinansowane przychodami z rynku energii elektrycznej.**
- **Kontynuacja procesów liberalizacyjnych i wspierających funkcjonalnie konkurencyjnego rynku energii elektrycznej.**
- **Usprawnienie mechanizmów wsparcia rozbudowy źródeł wytwórczych.** Dyrektywa 2005/89/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 18 stycznia 2006 r. dotycząca działań na rzecz zagwarantowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i inwestycji infrastrukturalnych (Dz. Urz. WE L 33 z 04.02.2006, str. 22) jednoznacznie wskazuje odpowiedzialność państwa za zapewnienie długookresowej wystarczalności źródeł wytwórczych jako podstawowego warunku bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. Przepisy tej dyrektywy zostały wdrożone w przyjętym przez Radę Ministrów w maju 2009 r. projekcie nowelizacji ustawy – Prawo energetyczne. Dotychczasowe sygnały cenowe kształtowane nawet na najbardziej konkurencyjnych rynkach energii elektrycznej nie były wystarczające do podejmowania kapitałochłonnych decyzji inwestycyjnych zapewniających wystarczalność krajowych zdolności wytwórczych.
- **Usprawnienie procedur uzgadniania budowy nowych linii elektroenergetycznych.** W celu zapewnienia wymaganego tempa rozwoju sieci przesyłowej konieczne jest znaczne skrócenie cyklu inwestycyjnego. Przyspieszenie realizacji planowanych linii przesyłowych może mieć podstawowe znaczenie dla zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w najbliższych i dalszych latach. Istotną poprawę można by uzyskać, dokonując zmiany regulacji prawnych w kierunku uproszczenia i przyspieszenia procesu pozyskiwania terenów pod nowe inwestycje sieciowe. Obowiązujące terminy budowy nowych linii uniemożliwiają ich uruchamianie w czasie wymaganym względami bezpieczeństwa pracy KSE.

- **Rozbudowa połączeń międzysystemowych w celu usprawnienia działania europejskiego rynku energii elektrycznej.** Ewentualne niedobory krajowych zdolności wytwórczych przez wiele następnych lat nie będą mogły być skutecznie zastąpione importem energii elektrycznej z obszaru europejskiego rynku energii, w ramach pracujących synchronicznie systemów UCTE. Przyczyną tego są przepływy karuzelowe (kołowe) energii elektrycznej poprzez system Polski spowodowane dynamicznym rozwojem energetyki wiatrowej w północno-wschodniej części Niemiec oraz słabość sieci przesyłowej w zachodniej części Polski. Z punktu widzenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej niezbędne jest przywrócenie możliwości importu energii z europejskiego rynku energii do wielkości co najmniej 1000 MW. Obecnie trwają prace analityczne prowadzone wspólnie z sąsiednim operatorem niemieckim, jednakże należy liczyć się z koniecznością poniesienia znacznych nakładów na budowę nowych linii przesyłowych oraz długim czasem ich realizacji. Konieczne jest m.in. wsparcie dla uzgodnienia przebiegu odcinków nowych linii wzdłuż autostrady A2.
- **Zmiana zasad zarządzania KSE w warunkach funkcjonowania konkurencyjnego rynku energii.** Specyficzne cechy struktury polskiego systemu elektroenergetycznego mają duży wpływ na jego funkcjonowanie w warunkach działania rynku konkurencyjnego, w tym na efektywność ekonomiczną oraz bezpieczeństwo pracy. Stosowanie rozwiązań rynkowych opartych na koncepcji handlu energią elektryczną „ponad rzeczywistą siecią" (tzw. model „miedzianej płyty"), co ma aktualnie miejsce w kraju, powoduje wiele problemów narastających wraz z upływem czasu. W praktyce okazało się, że zastosowana koncepcja architektury polskiego rynku energii elektrycznej nie jest odpowiednia do istniejącej infrastruktury technicznej, w szczególności do silnie ograniczonych zasobów krajowej sieci wykorzystywanej do przesyłu energii elektrycznej (tzw. sieć zamknięta 400/220/110 kV) i jej sztucznego podziału na „przesyłową" sieć 400/220 kV oraz „rozdzielczą" sieć 110 kV. Przejawia się to negatywnym wpływem na funkcjonowanie rynku energii elektrycznej oraz bieżące bezpieczeństwo pracy KSE, a w dłuższej perspektywie zagraża procesom inwestycyjnym w źródłach wytwórczych i sieci. Występujące zakłócenia konkurencji cenowej, brak racjonalnej dywersyfikacji źródeł wytwarzania, zagrożenie ponoszenia nieracjonalnych kosztów rozbudowy sieci oraz możliwy do wystąpienia deficyt mocy zmuszają do zmian dotychczasowych zasad zarządzania zasobami KSE. Zmiany te powinny mieć swoje umocowanie w ustawie – Prawo energetyczne.
- **Zapewnienie bezpieczeństwa dostaw paliw wykorzystywanych przez elektrownie.** Pokrycie zapotrzebowania na energię elektryczną wymaga stabilnych dostaw paliw kopalnych. Oznacza to nie tylko konieczność uzyskania dostępu do miejsc ich wydobycia, ale także zapewnienia wymaganej infrastruktury transportowej i przeładunkowej.

5. Oddziaływanie sektora elektroenergetycznego na środowisko

Sektor elektroenergetyczny należy do tych działów gospodarki, które mają znaczący wpływ na zanieczyszczanie środowiska, przede wszystkim przez emitowanie do atmosfery szkodliwych substancji. Elektroenergetyka zawodowa odpowiedzialna jest za ok. 55 % emisji krajowej SO_2, 30 % emisji NO_x, 10 % emisji pyłu oraz ok. 45 % emisji CO_2. Wielkość emisji oraz zmiany w niej zachodzące przedstawiono w poniższej tabeli.

Tabela 8.

Emisje zanieczyszczeń do atmosfery z elektroenergetyki zawodowej w latach 2007–2008.

		2007	2008	Zmiana 2007/2008
Emisja pyłu	tys. ton	36	24	-33,59%
Emisja SO_2	tys. ton	669	445	-33,49%
Emisja NOx	tys. ton	249	224	-9,79%
Emisja CO_2	mln ton	150	143	-4,26%

Źródło: Bazy danych ARE S.A.

Wpływ polityki ekologicznej Unii Europejskiej na sektor energetyczny jest coraz bardziej widoczny. Obecne regulacje prawne oraz nowe projekty zaostrzają wymagania emisyjne, szczególnie dla dużych wytwórców energii.

Od dnia 1 stycznia 2008 r. Polska zobowiązana jest do przestrzegania standardów emisji wynikających z dyrektywy 2001/80/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 23 października 2001 r. w sprawie ograniczenia emisji niektórych zanieczyszczeń do powietrza z dużych źródeł spalania paliw (dyrektywa LCP) oraz pułapów zapisanych w Traktacie o Przystąpieniu Rzeczypospolitej Polskiej do Unii Europejskiej.

Celem dyrektywy LCP jest ograniczenie emisji SO_2, $NO_{x\,x}$ i pyłu ze źródeł o mocy w paliwie 50 MW i większej. Standardy emisyjne w niej określone są łagodniejsze dla obiektów, które uzyskały pozwolenia na budowę przed dniem 1 sierpnia 1997 r., oraz ostrzejsze dla źródeł nowych.

Dyrektywa LCP wdrożona została rozporządzeniem Ministra Środowiska z dnia 20 grudnia 2005 r. w sprawie standardów emisyjnych z instalacji (Dz. U. Nr 260, poz. 2181 oraz z 2006 r. Nr 17, poz. 140).

W rozporządzeniu tym wprowadzono ostrzejsze standardy emisji SO_2 niż przewiduje to dyrektywa LCP dla źródeł istniejących, opalanych węglem kamiennym (przedział mocy 50–225 MWt).

W ciągu ostatnich lat nastąpiła znacząca poprawa emisji SO_2. W stosunku do 2007 r. w 2008 r. emisja SO_2 z elektrowni i elektrociepłowni zawodowych spadła o ok. 34 %. Głównym działaniem elektrowni redukujących emisję SO_2 jest budowa instalacji odsiarczania spalin.

Liczba instalacji odsiarczania w poszczególnych elektrowniach i elektrociepłowniach systemowych, według danych ARE S.A., przedstawia się następująco:

- w elektrowniach zawodowych na łączną liczbę 102 turbozespołów o łącznej mocy znamionowej 22 482 MW przypada 219 instalacji odpylania oraz 64 instalacji odsiarczania,
- w elektrociepłowniach zawodowych na łączną liczbę 38 turbozespołów o łącznej mocy znamionowej 2 422 MW przypada 70 instalacji odpylania oraz 19 instalacji odsiarczania.

Zobowiązania międzynarodowe Polski dotyczące obniżenia emisji gazów cieplarnianych wynikają z Protokołu z Kioto (który Polska ratyfikowała w 2002 r.), w którym celem dla Polski jest uzyskanie 6-procentowej redukcji emisji CO_2 w latach 2008–2012, w stosunku do 1988 r. Określa je również dyrektywa 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 13 października 2003 r. ustanawiająca system handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych w UE oraz zmieniająca dyrektywę Rady 96/61/WE. Cel redukcji emisji CO_2 na 2012 r. wynikający z Protokołu z Kioto zostanie osiągnięty przez Polskę ze znaczną nadwyżką. Według aktualnych danych, Polska zredukowała emisje CO_2 w stosunku do 1988 r. o ok. 29 %.

Jednym z najistotniejszych globalnych instrumentów prawa ochrony klimatu jest handel uprawnieniami do emisji CO_2. Podstawą handlu są zobowiązania emisyjne, czyli zakaz przekraczania kwotowo określonego pułapu emisji. W ramach ETS[4)], na lata 2008–2012, Komisja Europejska zmniejszyła proponowany przez polski rząd przydział uprawnień do emisji dwutlenku węgla z 284,6 mln ton do 208,5 mln ton średniorocznie. Jest to wielkość niższa od przyznanego Polsce przez Komisję Europejską limitu emisyjnego dwutlenku węgla w pierwszym okresie rozliczeniowym, w wysokości 239,1 mln ton rocznie. Istnieje obawa, że przyznany Polsce limit emisyjny okaże się niewystarczający w latach 2008–2012. Niedostosowanie przydziału uprawnień do emisji w drugim okresie rozliczeniowym do potrzeb wynikających z trendów rozwojowych może spowodować bowiem negatywne konsekwencje, w tym zahamowanie rozwoju gospodarczego kraju, pogorszenie sytuacji ekonomicznej sektora energetycznego, co może w perspektywie przełożyć się na wzrost cen energii elektrycznej (wywołany przez konieczność zakupu przez przedsiębiorstwa energetyczne dodatkowych pozwoleń na emisje CO_2).

Wykorzystanie odnawialnych źródeł energii jest jednym ze sposobów ochrony środowiska jak również zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego państwa. Polska stara się wykorzystywać w coraz większym stopniu zasoby odnawialne i zwiększać udział energii z nich pozyskiwanej w całości wytwarzanej energii w kraju.

Moc zainstalowana odnawialnych źródeł energii (OZE) według udzielonych koncesji na dzień 31 grudnia 2007 r. przedstawia się następująco:

Tabela 9.

Moc zainstalowana odnawialnych źródeł energii (OZE).

Rodzaj źródła OZE	**Moc zainstalowana [MW]**	**Liczba instalacji [szt.]**	**Moc zainstalowana [MW]**	**Liczba instalacji [szt.]**
	według stanu koncesji na dzień 31.12.2007 r.		według stanu koncesji na dzień 31.12.2008 r.	
Elektrownie na biomasę	255,390	7	231,990	11
Elektrownie na biogaz	45,699	87	54,615	103
Elektrownie wiatrowe	287,909	160	451,090	227
Elektrownie wodne	934,779	694	940,576	710
Łącznie	**1523,777**	**948**	**1 678,271**	**1051**

Źródło: URE.

Planowane jest również uruchomienie OZE na podstawie wydanych przez operatorów systemów dystrybucyjnych warunków przyłączenia w latach 2007–2008.

[4)] ETS – European Trading Scheme.

Tabela 10.

Odnawialne Źródła Energii Elektrycznej, dla których OSD wydały warunki przyłączenia w I i II półroczu 2007 r. i 2008 r. (bez OZE przyłączonych do sieci OSP).

	I półrocze 2007 r.		II półrocze 2007 r.		I półrocze 2008 r.		II półrocze 2008 r.	
Elektrownie	Liczba elektrowni (szt.)	Moc zainstalowana (MW)	Liczba elektrowni (szt.)	Moc zainstalowana (MW)	Liczba elektrowni (szt.)	Moc zainstalowana (MW)	Liczba elektrowni (szt.)	Moc zainstalowana (MW)
Elektrownie wodne	12	2,458	13	10,399	12	5,360	8	9,975
w tym MEW	11	1,308	10	1,879	11	1,540	5	1,145
Elektrownie wiatrowe	137	332,129	143	534,531	230	609,650	279	1028,501
Elektrownie biogazowe	5	1,2	1	0,2	10	6,3	12	10,664
Elektrownie na biomasę	-	-	1	3,080	5	14,256	2	8,075
Inne	1	0,2	3	3,240	-	-	-	-
Łącznie OZE	**155**	**335,987**	**161**	**551,450**	**257**	**635,566**	**301**	**1057,215**

Źródło: ARE S.A.

OSP wydał także w II półroczu 2007 r. warunki przyłączenia dla kilku farm wiatrowych o łącznej mocy zainstalowanej około 210 MW. Natomiast w I półroczu 2008 r. OSP wydał warunki przyłączenia dla farmy wiatrowej o mocy bliskiej 200 MW, a w II półroczu 2008 r. dla kilku farm wiatrowych o łącznej mocy zainstalowanej bliskiej 1100 MW.

Tabela 11.

Farmy wiatrowe, dla których OSP wydały warunki przyłączenia w II półroczu 2007 r. oraz w I i II półroczu 2008 r.

Okres	Nazwa elektrowni	Moc zainstalowana (MW)
II półrocze 2007 r.	Osicki	42
	Zbiornik Górnym-Żarnowiec	48
	Chwiram	120
I półrocze 2008 r.	Pelplin	190
II półrocze 2008 r.	Potęgowo	320
	FW Darłowo	250
	Słupsk	240
	Malechowo	160
	Buk	120

Źródło: ARE S.A.

Zobowiązaniem międzynarodowym Polski wynikającym z dyrektywy 2001/77/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 27 września 2001 r. w sprawie wspierania produkcji na rynku wewnętrznym energii elektrycznej wytwarzanej ze źródeł odnawialnych było uzyskanie 7,5-procentowego udziału energii elektrycznej wytworzonej w źródłach odnawialnych w krajowym zużyciu brutto energii elektrycznej do końca 2010 r.

Zgodnie z rozporządzeniem Ministra Gospodarki z dnia 14 sierpnia 2008 r. w sprawie szczegółowego zakresu obowiązków uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia, uiszczenia opłaty zastępczej, zakupu energii elektrycznej i ciepła wytworzonych w odnawialnych źródłach energii oraz obowiązku potwierdzania danych dotyczących ilości energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnym źródle energii (Dz. U. Nr 156, poz. 969) udział ilościowy sumy energii elektrycznej wynikającej ze świadectw pochodzenia, które przedsiębiorstwo energetyczne przedstawiło do umorzenia, lub z uiszczonej przez przedsiębiorstwo energetyczne opłaty zastępczej, w całkowitej rocznej sprzedaży energii elektrycznej przez to przedsiębiorstwo odbiorcom końcowym, wyniesie nie mniej niż: przykładowo 7,0 % w 2008 r., 8,7 % w 2009 r. i 10,4 % w 2010 r.

Zgodnie z dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych zmieniającą

i w następstwie uchylającą dyrektywy 2001/77/WE oraz 2003/30/WE, Polska została zobowiązana do uzyskania 15 % docelowego udziału energii ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii brutto w 2020 r.

Jednym z dwóch podstawowych modeli wsparcia i stymulacji dla rozwoju sektora energetyki odnawialnej, możliwym do zastosowania dzięki zapisom dyrektywy 2001/77/WE, jest system świadectw pochodzenia energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych. System ten został wdrożony w Polsce w dniu 1 października 2005 r. w ramach nowelizacji Prawa energetycznego regulującego obowiązek zakupu odpowiedniej ilości „zielonej" energii oraz „zielonych certyfikatów", które stanowią prawa majątkowe nadane świadectwom pochodzenia tej energii. Idea Certyfikatów Zielonej Energii lub Certyfikatów Energii Odnawialnej opiera się na założeniu, że każde źródło energii odnawialnej „generuje" przychody z dwóch kierunków: ze sprzedaży samej energii elektrycznej po cenie rynkowej oraz ze sprzedaży „zielonego certyfikatu", który jako zbywalne prawo majątkowe sprzedawany jest na giełdzie lub też poprzez umowy bilateralne zawierane pomiędzy producentem a dystrybutorem (spółką dystrybucyjną lub spółką obrotu).

Zgodnie z przepisami ustawy – Prawo energetyczne przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej lub jej obrotem i sprzedające tę energię odbiorcom końcowym, przyłączonym do sieci na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej, jest obowiązane uzyskać i przedstawić do umorzenia Prezesowi URE świadectwo pochodzenia albo uiścić opłatę zastępczą.

W przypadku niewypełnienia wyżej wymienionych obowiązków przedsiębiorstwo energetyczne musi zapłacić karę pieniężną ustaloną przez Prezesa URE. Należy zaznaczyć, że wszystkie środki uzyskane z opłat zastępczych i kar zasilają konto Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej i są przeznaczane wyłącznie na wsparcie finansowe inwestycji związanych z odnawialnymi źródłami energii.

Jednym ze sposobów na zmniejszenie emisji zanieczyszczeń jest kogeneracja, czyli jednoczesne wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła. W procesie tym zwiększa się wydajność wykorzystania energii pierwotnej nawet do 90 %. Skojarzone lub połączone wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła jest uznawane za jedną z najlepszych metod oszczędzania energii i zmniejszania emisji dwutlenku węgla w procesie wytwarzania energii elektrycznej i ciepła.

Zasady dotyczące wytwarzania energii w skojarzeniu obowiązujące w Unii Europejskiej zawarte zostały w dyrektywie 2004/8/WE Parlamentu Europejskiego i Rady Europy z dnia 11 lutego 2004 r.

Zasady te zostały zaimplementowane w prawodawstwie krajowym w ustawie – Prawo energetyczne, które wprowadza podobny system wsparcia dla energii elektrycznej wytwarzanej w kogeneracji w postaci „czerwonych" i „żółtych" certyfikatów.

Świadectwa pochodzenia energii z kogeneracji dotyczą energii produkowanej z wysokosprawnej kogeneracji. Podobnie jak w przypadku energii „zielonej" są wydawane przez Prezesa URE oraz przedstawiane do umorzenia.

Ustawa z dnia 12 stycznia 2007 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne, ustawy – Prawo ochrony środowiska oraz ustawy o systemie oceny zgodności (Dz. U. Nr 21, poz. 124) określa obowiązek uzyskania i umorzenia odpowiedniej ilości świadectw pochodzenia energii z kogeneracji wytwarzanej w wysokosprawnym skojarzeniu. Ustawa ta wprowadza dwa rodzaje świadectw pochodzenia energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji, wydawane oddzielnie:

– dla jednostek kogeneracji opalanej paliwami gazowymi lub o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej źródła poniżej 1 MW (tzw. „żółte" certyfikaty),
– dla pozostałych jednostek kogeneracji (tzw. „czerwone" certyfikaty).

Określony w rozporządzeniu Ministra Gospodarki z 26 września 2007 r. w sprawie sposobu obliczania danych podanych we wniosku o wydanie świadectwa pochodzenia z kogeneracji oraz szczegółowego zakresu obowiązku uzyskania i przedstawienia do umorzenia tych świadectw, uiszczania opłaty zastępczej i obowiązku potwierdzania danych dotyczących ilości energii elektrycznej wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji (Dz. U. Nr 185, poz. 1314) udział ilościowy sumy energii elektrycznej wynikający z uzyskanych i umorzonych świadectw pochodzenia z kogeneracji lub z uiszczonej opłaty zastępczej powinien wynosić nie mniej niż:
– dla jednostek kogeneracji opalanej paliwami gazowymi lub o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej źródła poniżej 1 MW: np. 2,7 % w 2008 r., 3,1 % w 2010 r.,
– dla pozostałych jednostek kogeneracji: np. 19 % w 2008 r., 21,3 % w 2010 r.

Innym kierunkiem działań prowadzonym przez Rząd, który ma pozytywny wpływ na środowisko naturalne przez zmniejszenie zanieczyszczeń, jest stymulowanie poprawy efektywności końcowego wykorzystania energii, zgodnie z dyrektywą 2006/32/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 5 kwietnia 2006 r. W myśl tej dyrektywy zużycie końcowe energii powinno ulec obniżeniu, w stosunku do średniego zużycia z okresu 2001–2005, co najmniej o 9 % do końca 2016 r. Przepisy tej dyrektywy wdrożone zostaną ustawą o efektywności energetycznej, której projekt zakłada wprowadzenie tzw. systemu „białych" certyfikatów, tj. mechanizmu pozyskiwania, umarzania i obrotu świadectwami potwierdzającymi przeprowadzenie działań skutkujących oszczędnością energii – jako mechanizm stymulujący i wymuszający zachowania prooszczędnościowe.

Przepisy projektowanej ustawy wpisują się także w realizację przyjętego na szczycie Unii Europejskiej w marcu 2007 r. 20-procentowego celu redukcji zużycia energii w Unii Europejskiej do 2020 r. Jest to jeden z podstawowych celów unijnego pakietu energetyczno-klimatycznego, który przewiduje również, że na terenie UE do 2020 r. nastąpi zmniejszenie emisji CO_2 o 20 % oraz wzrost do 20 % udziału OZE w bilansie energetycznym.

Jednym z istotnych elementów pakietu klimatycznego jest dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/29/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. zmieniająca dyrektywę 2003/87/WE w celu usprawnienia i rozszerzenia wspólnotowego systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych. Zgodnie z dyrektywą wszystkie uprawnienia do emisji CO_2 w trzecim okresie rozliczeniowym, tj. w latach 2013–2020, mają być sprzedawane na aukcji, przy czym dla źródeł energii elektrycznej istniejących i których budowę rozpoczęto przed końcem 2008 r. obowiązek zakupu uprawnień do emisji CO_2 na aukcjach będzie się stopniowo zwiększał od poziomu 30 % w 2013 r. do 100 % w 2020 r.; dla nowych źródeł energii elektrycznej obowiązek zakupu uprawnień dotyczyć będzie 100 % emisji CO_2 już od 2013 r.

6. Poziom zapasów paliw wykorzystywanych do wytwarzania energii elektrycznej

Wytwarzanie energii elektrycznej w Polsce oparte jest przede wszystkim na wykorzystywaniu węgla kamiennego i brunatnego. Nośniki te są podstawą wytwarzania około 91 % energii elektrycznej. Elektrownie zawodowe opalane węglem kamiennym wytwarzają 56 % energii elektrycznej, elektrownie zawodowe opalane węglem brunatnym

35 %, a pozostałe 9 % przypada na energetykę wodną, gazową i inną odnawialną. Taka struktura wytwarzania energii elektrycznej pozwala na zapewnienie samowystarczalności energetycznej państwa w segmencie zaopatrzenia kraju w energię elektryczną, a podstawowym czynnikiem, decydującym o poziomie bezpieczeństwa elektroenergetycznego kraju, jest stan zapasów paliw w ilości zapewniającej wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła na poziomie odpowiadającym bieżącemu zapotrzebowaniu odbiorców.

Wielkość zapasów, jakie muszą być utrzymywane przez przedsiębiorstwa energetyczne, została określona w rozporządzeniu Ministra Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej z dnia 12 lutego 2003 r. w sprawie zapasów paliw w przedsiębiorstwach energetycznych (Dz. U. Nr 39, poz. 338).

Kontrola wielkości zapasów paliw w przedsiębiorstwach energetycznych realizowana jest przez Prezesa URE. Ponadto zapasy węgla kamiennego w elektrowniach systemowych monitorowane są na bieżąco przez OSP.

Funkcjonujący system tworzenia zapasów w elektrowniach i elektrociepłowniach pozwala stwierdzić, że w przypadkach zakłóceń w dostawach paliw ze źródeł pierwotnych, wielkość zgromadzonych zapasów powinna pozwolić utrzymać ciągłość wytwarzania energii elektrycznej oraz cieplnej, aż do chwili wznowienia tych dostaw.

Kontrole zapasów paliw w przedsiębiorstwach energetycznych przeprowadzone w 31 przedsiębiorstwach pod koniec 2008 r. przez URE wykazały, że w skontrolowanych 29 przedsiębiorstwach zapasy były utrzymywane na wymaganym poziomie. Niedostateczny poziom zapasów stwierdzono w dwóch elektrowniach, w tym jednej na węgiel kamienny. Przyczynami nieutrzymywania zapasów paliw na wymaganym poziomie w 2008 r. przez obowiązane przedsiębiorstwa energetyczne były:

- niewywiązywanie się pod względem ilościowym i terminowym z zawartych umów na dostawy węgla energetycznego przez głównych krajowych producentów i dostawców węgla kamiennego,
- problemy spółek przewozowych z terminowym załadunkiem i transportem węgla kamiennego do przedsiębiorstw energetycznych oraz
- brak możliwości uzupełnienia niedoborów zapasów poprzez zakup węgla importowanego z uwagi na znaczne różnice w cenach pomiędzy stawkami zakontraktowanymi w umowach wieloletnich oraz stawkami pośredników importujących węgiel z innych państw.

Stan zapasów węgla kamiennego w końcu 2008 r., według danych OSP, we wszystkich elektrowniach posiadających jednostki wytwórcze centralnie dysponowane, wystarczał na pracę przez ponad 20 dni. Łączny stan zapasów węgla kamiennego w tych jednostkach wynosił 5371 tys. ton, co odpowiadało 57,4 dniom pracy. Należy zwrócić również uwagę, że w drugiej połowie 2008 r. zaobserwowano szybki wzrost ilości węgla kamiennego magazynowanego na przykopalnianych hałdach, co wynikało ze spadku dynamiki sprzedaży. Na koniec 2008 r. na hałdach znajdowało się około 2 mln ton, ze stałą tendencją wzrostową.

Pod koniec 2008 r. wskaźnik stanu zapasów paliw stałych w Polsce był na poziomie zapewniającym zachowanie bezpieczeństwa energetycznego państwa.

Według sporządzonych przez Ministerstwo Gospodarki aktualnych długoterminowych prognoz zapotrzebowania na paliwa i energię, węgiel kamienny i brunatny będzie dominującym surowcem energetycznym dla produkcji energii elektrycznej w perspektywie najbliższych lat, do 2030 r.

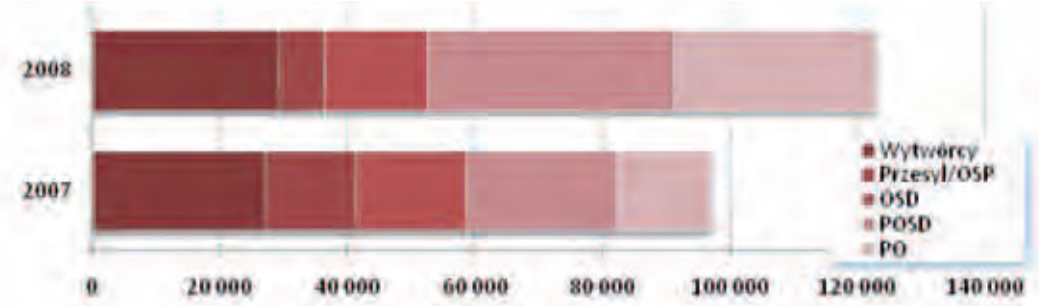
7. Sytuacja ekonomiczna przedsiębiorstw energetycznych, w tym konkurencyjność cenowa energii elektrycznej

7.1. Sytuacja ekonomiczna przedsiębiorstw energetycznych

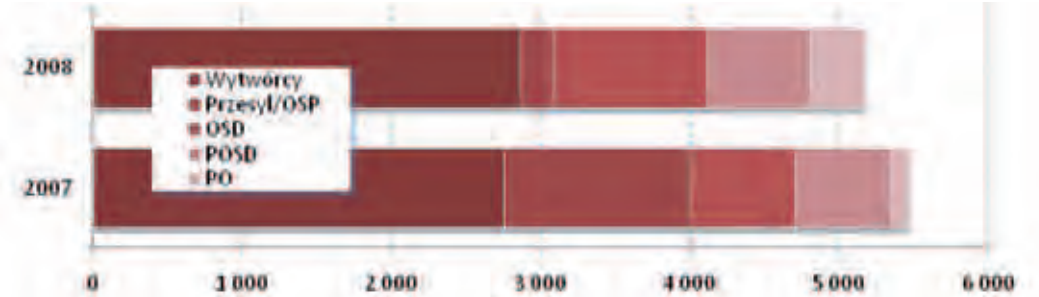
W 2008 r. wystąpił znaczący wzrost obrotów na rynku hurtowym, który nie był związany ze wzrostem produkcji energii elektrycznej, lecz ze zmianami struktury sektora. Wyodrębniono operatorów systemów dystrybucyjnych, a przychody ze sprzedaży usług dystrybucyjnych do odbiorców końcowych posiadających umowy kompleksowe zaliczane są do przychodów zarówno w przedsiębiorstwach OSD, jak i w PO_{SD}[5)]. Konsolidacja i restrukturyzacje wewnątrz nowo powstałych grup energetycznych miały również wpływ na wzrost przepływów w podsektorze obrotu. Oprócz zmian organizacyjnych na wzrost obrotów w sektorze wpłynęły rosnące ceny energii oraz wzrastające przychody ze sprzedaży praw majątkowych do świadectw pochodzenia uzyskanych z tytułu wytworzenia energii w OZE i w kogeneracji. Zmniejszone w 2008 r. przychody w podsektorze przesyłu na korzyść grupy PO[6)] to wynik zaliczenia PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. (PSE S.A.)[7)] do grupy przedsiębiorstw obrotu.

Rysunek 5.

Przychody z działalności energetycznej (mln PLN).



Rysunek 6. Wynik na działalności energetycznej (mln PLN).



Wypracowany w 2008 r. wynik na działalności energetycznej w sektorze był niższy od osiągniętego w 2007 r. Najwyższe zyski sektor elektroenergetyki odnotował w 2006 r. i 2007 r. Zdecydowany spadek zysku w podsektorze przesyłu przy jednoczesnym wzroście

---

[5)] PO_{SD} – 14 przedsiębiorstw obrotu powstałych po 1.07.2007 r. w wyniku zrealizowania wytycznych dyrektywy unijnej dotyczącej wydzielenia działalności przesyłowej i dystrybucyjnej (regulowanej) z całości działalności dawnych SD.

[6)] PO – przedsiębiorstwa obrotu (dawne PO, tzn. bez powstałych po 1.07.2007 r.).

[7)] Do końca 2007 r. PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. (PSE S.A.) była zaliczana do sektora przesyłu ze względu na to, że niemal do końca ubiegłego roku była właścicielem majątku sieciowego najwyższych napięć.

wyniku w podsektorze obrotu to po części rezultat wyłączenia w 2008 r. z podsektora przesyłu PGE S.A.

Tabela 12.

Łączny wynik na działalności energetycznej.

Wyszczególnienie	2007	2008	Dynamika
	mln PLN		%
Wytwórcy	2 753,0	2 862,5	104,0
w tym: el. cieplne na węglu brunatnym	572,4	689,8	120,5
el. cieplne na węglu kamiennym	1 245,3	1 189,2	95,5
elektrociepłownie	935,3	983,4	105,1
Przesył / OSP [1]	1 249,5	216,1	17,3
OSD [2]	702,7	1 045,4	148,8
PO_{SD} [3]	634,5	680,8	107,3
PO	122,6	363,6	296,6
Razem	**5 462,4**	**5168,4**	**94,6**

[1] w 2007 r. obejmuje PGE Polska Grupa Energetyczna SA (PSE S.A.)
[2] dla I półrocza 2007 obejmuje wynik SD, z których wydzielono PO_{SD}
[3] dla I półrocza 2007 obejmuje wynik SD, z których wydzielono OSD
Źródło: ARE SA

Znaczący wzrost wyniku finansowego w stosunku do 2007 r. wystąpił u operatorów systemów dystrybucyjnych. Największą kwotę zysku, o 4 % wyższą niż w 2007 r., wypracowano w podsektorze wytwarzania. Z dniem 1 kwietnia 2008 r. na mocy ustawy[8)] rozwiązane zostały kontrakty długoterminowe (KDT[9)]) na zakup energii między PGE (PSE S.A.) a wytwórcami. W zamian wprowadzono system pokrywania kosztów osieroconych, w celu zapewnienia stabilnej sytuacji finansowej przedsiębiorstw wytwórczych, czynnika niezbędnego dla prowadzenia procesów inwestycyjnych mających wpływ na poprawę bezpieczeństwa energetycznego kraju.

Środki otrzymane na pokrycie kosztów osieroconych pochodzą od odbiorców końcowych z tzw. opłaty przejściowej. Nośnikiem stawek opłat przejściowych jest moc umowna dla odbiorców przemysłowych i stawka miesięczna dla odbiorców gospodarstw domowych, zróżnicowana w zależności od wielkości rocznego zużycia.

Wprowadzony mechanizm wsparcia dla energii wyprodukowanej w OZE i dla energii wyprodukowanej w wysokosprawnej kogeneracji[10)] pozwolił na uzyskanie dodatkowych przychodów u wytwórców. Przychody ze sprzedaży praw majątkowych do świadectw pochodzenia uzyskanych z tytułu wytworzenia energii w OZE (współspalanie biomasy) i w kogeneracji przekroczyły w 2008 r. w elektrowniach i elektrociepłowniach zawodowych 1 mld PLN. Produkcja energii w procesie współspalania biomasy z węglem stanowiła natomiast w 2008 r. najwyższy udział (ponad 41 %) energii pozyskanej z OZE w kraju.

Jednostkowe koszty energii sprzedanej u wytwórców wzrosły średnio o 16 %. Szczególnie istotnym czynnikiem mającym wpływ na koszty wytwarzania, ze względu na ich wysoki udział w strukturze (około 50 %), są koszty paliwa. W pierwszej połowie 2008 r. miał miejsce gwałtowny wzrost cen węgla, co znalazło odzwierciedlenie w ponad 16-procentowym wzroście jednostkowych kosztów paliwa w 2008 r. Jednostkowe koszty stałe rosły wolniej (dynamika 110,6 %). Znaczącą pozycją kosztów u wytwórców w 2008 r. był nadal podatek

[8)] Ustawa z 29 czerwca 2007 r. o zasadach pokrywania kosztów powstałych u wytwórców w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej.

[9)] Zawierane były w latach 1994–1998 przez wytwórców energii elektrycznej z PSE S.A. Celem KDT było sfinansowanie niezbędnych inwestycji w elektrowniach, głównie ze względu na ochronę środowiska.

[10)] Ustawowy obowiązek umorzenia świadectw pochodzenia dla przedsiębiorstw energetycznych prowadzących działalność gospodarczą polegającą na wytwarzaniu lub obrocie energią elektryczną i sprzedających tę energię odbiorcom końcowym. Obowiązek zakupu energii z produkcji skojarzonej został zastąpiony od II połowy 2007 r. obowiązkiem uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia dla tej energii.

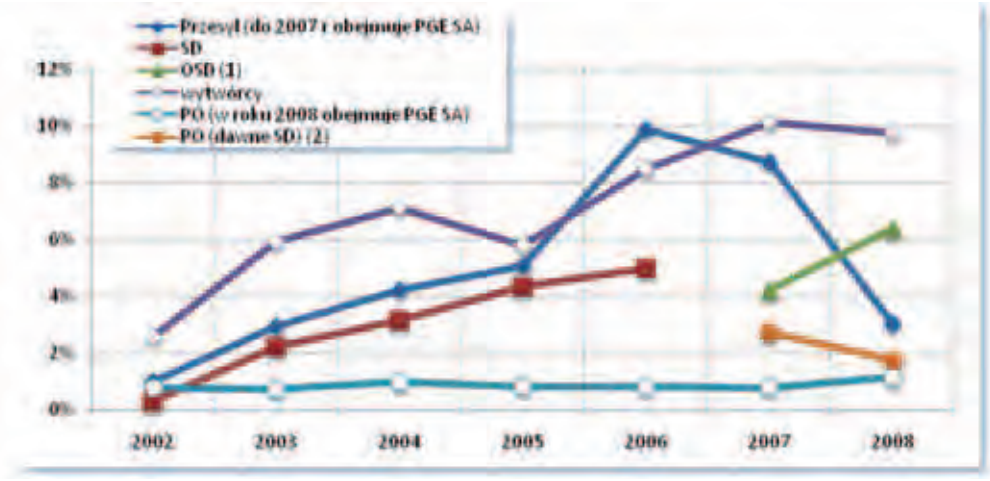
akcyzowy, blisko 2,5 mld PLN, co stanowiło ponad 11 % kosztów uzyskanych przychodów. Zgodnie z ustawą z dnia 6 grudnia 2008 r. o podatku akcyzowym (Dz. U. z 2009 r. Nr 3, poz. 11 i Nr 98, poz. 819) od dnia 1 marca 2009 r. akcyza od energii jest naliczana na etapie dostawy do nabywcy końcowego. Jednostkowe koszty finansowe w 2008 r. wzrosły o ponad 21 %, była to kwota przekraczająca 1 150 mln PLN, która stanowiła ponad 5 % kosztów uzyskania przychodów u wytwórców. Czynnikiem kosztowym o rosnącym znaczeniu są koszty uprawnień do emisji CO_2. Ograniczona ilość bezpłatnie przydzielanych pozwoleń do emisji CO_2 będzie wymuszała konieczność zakupu brakujących. W roku ubiegłym przedsiębiorstwa podsektora wytwarzania poniosły koszty (łącznie z rezerwą finansową) związane z zakupem uprawnień do emisji dwutlenku węgla, przekraczające 500 mln PLN. Średnio w podsektorze wytwarzania wskaźnik rentowności na działalności energetycznej osiągnął blisko 10 %, w poszczególnych jednostkach widoczne było znaczące zróżnicowanie. W 22 jednostkach na 55 odnotowano stratę na działalności energetycznej, w sumie w wysokości 529,8 mln PLN. W pozostałych jednostkach wskaźnik zyskowności zmieniał się od 1,8 % do 31 %.

Operatorzy systemów dystrybucyjnych wygenerowali zysk w wysokości 1 045 mln PLN. U dwóch operatorów systemów dystrybucyjnych odnotowano stratę, w pozostałych 12 spółkach wskaźnik rentowności zmieniał się od 1,5 % do 12 % i średnio wyniósł 6,4 %. Zmniejszeniu uległy koszty zakupionych usług przesyłowych, wzrosły natomiast koszty energii zakupionej na pokrycie strat, ze względu na rosnące ceny energii elektrycznej na rynku hurtowym. Zwiększeniu uległy również koszty własne.

W przedsiębiorstwach obrotu PO_{SD} wygenerowano w 2008 r. dodatni wynik finansowy w wysokości 681 mln PLN. Tylko w jednej spółce odnotowano stratę. Wskaźnik zyskowności na energii elektrycznej w pozostałych spółkach zmieniał się od 0,6 % do 3,9 %, średnio w tej grupie wyniósł 1,8 %. Poziom zysku był nieco wyższy niż w 2007 r., natomiast rentowność zmniejszyła się z 2,7 % do 1,8 %. Było to wynikiem zwiększonych przychodów w PO_{SD}, po części na skutek wzrostu cen, ale głównie ze względu na to, że przychody w PO_{SD} obejmowały w swojej strukturze sprzedaż usług dystrybucyjnych do odbiorców w ramach umów kompleksowych na kwotę blisko 14,4 mld PLN. Jak wspomniano, wielkość ta wykazywana była również u OSD.

Rysunek 7.

Wskaźniki rentowności na działalności energetycznej.



[1] w 2007 r. obejmuje wynik I półrocza SD, z których wydzielono PO_{SD}
[2] w 2007 r. obejmuje wynik I półrocza SD, z których wydzielono OSD
Źródło: ARE S.A.

W przedsiębiorstwach obrotu (PO) działających przede wszystkim na rynku hurtowym wypracowano 364 mln PLN zysku. Na 31 przedsiębiorstw, w których prowadzono obrót

w 2008 r. w ośmiu odnotowano stratę, w pozostałych wskaźnik rentowności wahał się od 0,2 % do 36,8 %, a średnio wyniósł 1,2 %.

Spadek średniego wskaźnika rentowności sektora elektroenergetycznego do poziomu 4,2 % (dynamika 74,6 %) to wynik znaczącego wzrostu przychodów sektora w analizowanym okresie oraz mniejszego wygenerowanego zysku (dynamika 94,6 %). W 2008 r. najniższą rentowność na działalności energetycznej odnotowano w przdsiębiorstwach zajmujących się handlem energią elektryczną. Znacznie wyższą rentowność zanotowano u OSD i najwyższą u wytwórców, tj. w grupach, w których niezbędne są środki do finansowania inwestycji modernizacyjnych i rozwojowych koniecznych dla zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii. W I kwartale 2009 r. rentowność wyraźnie wzrosła w podsektorze wytwarzania (do ponad 26 %) i w przesyle do 15,6 %, nieco mniej u OSD do 7,3 % oraz w przedsiębiorstwach obrotu (w PO_{SD} do 2,4 % i w PO do 1,8 %).

Najwyższą rentowność wykonywanej działalności odnotowano także w podsektorze wytwarzania, zaś w podsektorze dystrybucji niższy poziom rentowności, a najniższy w przedsiębiorstwach obrotu PO_{SD}. Wskaźnik płynności w 2008 r. przekroczył uznawany za bezpieczny poziom 1,2 tylko w podsektorze PO_{SD}.

Tabela 13.

Wybrane wskaźniki ekonomiczne.

Wyszczególnienie	Lata Dynamika	PO_{SD} [1]	OSD [2]	Przesył [3]	Podsektor wytwarzania
Wskaźnik rentowności obrotu netto (%)	2007	5,47	2,80	5,73	8,17
	2008	1,43	4,97	1,61	7,82
	%				
Wskaźnik rentowności kapitału własnego (%)	2007	7,57	1,55	3,91	8,86
	2008	2,45	2,64	1,11	8,96
	%				
Płynność bieżąca (krotność)	2007	1,11	0,65	0,82	0,88
	2008	1,69	0,56	0,44	0,88
	%				
Stopień finansowania wewnętrznego inwestycji (%)	2007	406,4	93,9	284,3	119,8
	2008	1 096,3	107,0	60,3	95,6
	%				
Wskaźnik zadłużenia długoterminowego (%)	2007	1,00	0,64	5,20	39,83
	2008	0,05	0,99	0,02	32,89
	%				
Inwestycje/sprzedaż (%)	2007	1,83	13,47	2,87	14,36
	2008	0,16	18,34	13,42	16,12
	%				

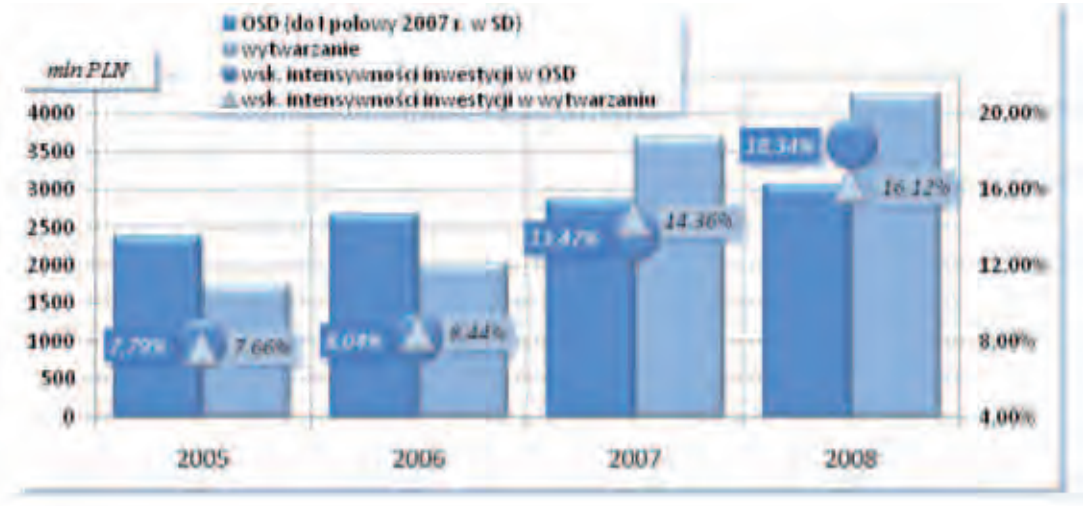
[1] w 2007 r. obejmuje wynik I półrocza SD, z których wydzielono OSD
[2] w 2007 r. obejmuje wynik I półrocza SD, z których wydzielono PO_{SD}
[3] w 2007 r. obejmuje PGE Polska Grupa Energetyczna SA (PSE S.A.)
Źródło: ARE SA

Stopień zadłużenia w podsektorze wytwarzania, ze względu na spłatę kredytów zaciągniętych na inwestycje modernizacyjno-odtworzeniowe w ramach zawartych KDT, jest wyższy niż w podsektorach przesyłu i dystrybucji.

Według prognozy zapotrzebowania na paliwa i energię do 2030 r., opracowanej przez ARE S.A., oszacowane łączne potrzeby inwestycyjne w elektroenergetyce (El zawodowe, Ec przemysłowe, Ec lokalne na gaz, odnawialne, dostosowanie do dyr. LCP / IPPC), niezbędne do zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej przy jednoczesnym spełnieniu zaostrzonych wymogów ochrony środowiska, od 2007 r. do 2020 r. wyniosą około 34,5 mld €'07. Przekłada się to na średnioroczne potrzeby inwestycyjne w wysokości ok. 2,5 mld €'07.

Rysunek 8.

Nakłady inwestycyjne i wskaźnik intensywności inwestowania.



W 2008 r. nakłady inwestycyjne w podsektorze wytwarzania były niższe od oszacowanych średniorocznych potrzeb, przekroczyły one kwotę 4,6 mld PLN. W podsektorze dystrybucji przekroczyły kwotę 3 mld PLN. Był to stosunkowo niewielki wzrost w porównaniu z 2007 r. o ponad 15 % w wytwarzaniu i o ponad 6 % w dystrybucji. Inwestycje sektora wytwarzania prowadzone od 1994 r., poza trzema inwestycjami, miały głównie charakter odtworzeniowo-modernizacyjny.

Inwestycjami rozwojowymi są:

- podłączony do KSE w dniu 1 sierpnia 2008 r. blok energetyczny El. Pątnów II oraz w dniu 15 lutego 2009 r. blok 460 MW w El. Łagiszy (Tauron PE S.A.),
- budowany blok w PGE El. Bełchatów S.A. (860 MW).

Średnio w 2008 r. nakłady inwestycyjne stanowiły 16,1 % przychodów ze sprzedaży w podsektorze wytwarzania, 18,3 % w podsektorze dystrybucji i 13,4 % w podsektorze przesyłu. W poszczególnych przedsiębiorstwach wytwórczych zaobserwowano bardzo wyraźne zróżnicowanie poziomu inwestowania od 0,7 % do 63 % wielkości przychodów ze sprzedaży (w siedmiu przedsiębiorstwach powyżej 20 %), w przedsiębiorstwach dystrybucyjnych znacznie mniejsze zróżnicowanie od 14,3 % do 29,2 %. Tylko w dwóch przedsiębiorstwach wytwórczych wypracowane środki (zysk netto łącznie z amortyzacją) nie wystarczyły na pokrycie ponoszonych wydatków inwestycyjnych.

Wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania energii elektrycznej[11], przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej, obrotu energią elektryczną[12] wymaga uzyskania koncesji. Według stanu na dzień 3 marca 2009 r. Prezes URE udzielił 1 901 koncesji na wykonywanie działalności gospodarczej związanej z wytwarzaniem, przesyłaniem, dystrybucją lub obrotem energią elektryczną, przy czym 1 464 koncesje są ważne.

---

[11] Z wyłączeniem: wytwarzania w źródłach o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nieprzekraczającej 50 MW niezaliczonych do odnawialnych źródeł energii lub do źródeł wytwarzających energię w kogeneracji.

[12] Z wyłączeniem: obrotu energią elektryczną za pomocą instalacji o napięciu poniżej 1 kV będącej własnością odbiorcy oraz obrotu energią elektryczną dokonywanego na giełdach towarowych przez towarowe domy maklerskie prowadzące działalność maklerską w zakresie obrotu towarami giełdowymi na podstawie ustawy z 26 października 2000 r. o giełdach towarowych.

Tabela 14.

Liczba udzielonych koncesji i koncesji ważnych wg stanu na dzień 3.03.2009 r.

Wyszczególnienie	Koncesje udzielone (szt.)	Koncesje ważne (szt.)
Wytwarzanie (WEE)	1 089	925
Przesył lub dystrybucja (PEE)[1)]	289	133
Obrót (OEE)	436	330
Dystrybucja (DEE)	87	76
Ogółem	**1 901**	**1 464**

[1)] koncesje na przesyłanie energii elektrycznej oraz koncesje na przesyłanie lub dystrybucje energii elektrycznej udzielone do dnia 3 maja 2005 r.
Źródło: URE

Należy zaznaczyć, że jedno przedsiębiorstwo energetyczne może uzyskać kilka koncesji lub promes koncesji, a znacząca liczba przedsiębiorstw nie wykonuje działalności gospodarczej w zakresie otrzymanych koncesji.

7.2. Konkurencyjność cenowa energii elektrycznej

7.2.1. Rynek hurtowy

Obrót hurtowy nie podlega już procesom regulacji. Uczestnicy rynku hurtowego energii, czyli wytwórcy energii elektrycznej, przedsiębiorstwa obrotu, towarowa giełda energii, zgodnie ze stanowiskiem Prezesa URE uznającym rynki, na których działają, za konkurencyjne zostali zwolnieni z obowiązku przedkładania do zatwierdzenia taryf dla energii elektrycznej[13)] (art. 49 ustawy – Prawo energetyczne).

W połowie 2007 r. zniesiono, ograniczający rynek konkurencyjny, obszar obowiązkowych zakupów energii produkowanej w skojarzeniu. Zastąpiono go, podobnie jak OZE, obowiązkiem uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia dla tej energii. Z dniem 1 kwietnia 2008 r. zostały rozwiązane kontrakty na zakup mocy i energii, będące jedną z podstawowych barier rozwoju rynku konkurencyjnego. Energia z tych kontraktów trafiła do segmentu rynkowego, a praktycznie całość energii została sprzedana w kontraktach dwustronnych.

Tabela 15.

Ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku hurtowym (PLN/MWh).

Wyszczególnienie		Średnia cena	Kierunki sprzedaży		
			PO i PO_{SD}	RB	Giełda
Wytwórcy	**2007**	150,06	127,51	131,13	124,79
	2008	160,89	148,86	191,00	246,27
	dynamika (%)	107,22	116,74	145,66	197,35
Przedsiębiorstwa Obrotu (PO)	**2007**	126,7	126,4	*)	132,9
	2008	154,5	153,2	*)	190,6
	dynamika (%)	121,94	121,20	*)	143,42

*) W latach 2007–2008 przedsiębiorstwa obrotu nie sprzedawały energii elektrycznej na rynku bilansującym.
Źródło: ARE S.A.

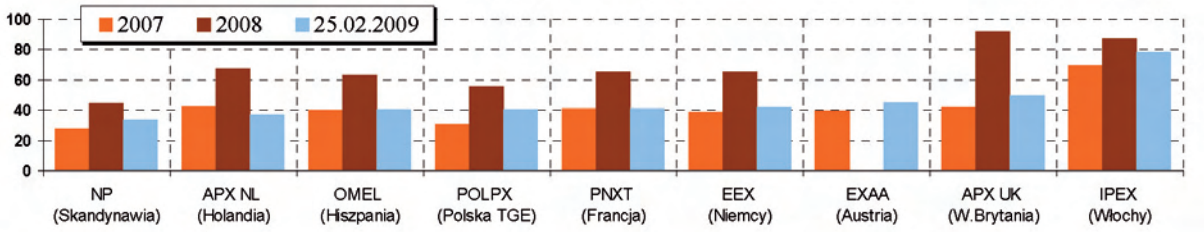
Prezentowana średnioroczna cena sprzedaży energii elektrycznej u wytwórców wskazuje na wzrost cen w analizowanym okresie jedynie w granicach 7 %. Tak niska

[13)] Stanowisko Prezesa URE z dnia 28 czerwca 2001 r. w sprawie zwolnienia przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się wytwarzaniem i obrotem energią elektryczną z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia.

dynamika wzrostu wynika z faktu, że w 2007 r. energia sprzedawana była w ramach KDT po wysokich cenach, a w 2008 r., począwszy od drugiego kwartału, weszły w życie zasady rozliczeń kosztów osieroconych. Na rynkach konkurencyjnych tempo wzrostu cen w 2008 r. było znacznie wyższe. Na rynku bilansującym ceny wzrosły o ponad 45 %, a sprzedaż z tego kierunku stanowiła 6,7 % w strukturze sprzedaży wytwórców. Dla przedsiębiorstw obrotu (PO i PO_{SD}), głównych kontrahentów (83,5 % wolumenu sprzedaży), ceny wzrosły o blisko 17 %. Przy czym w pierwszej kolejności zaspakajane były potrzeby przedsiębiorstw obrotu własnej grupy. Bardzo wysoki wzrost cen dotyczył rynku giełdowego (dynamika 197,4 %), obejmował on jednak marginalny wolumen sprzedaży (0,25 %). W I kwartale 2009 r. ceny energii sprzedanej do przedsiębiorstw obrotu wzrastały jeszcze silniej. Wytwórcy sprzedawali energię do przedsiębiorstw obrotu po cenie przekraczającej 205 PLN/MWh, a przedsiębiorstwa obrotu (PO) po cenie 212,7 PLN/MWh. Na giełdzie natomiast przedsiębiorstwa wytwórcze sprzedawały energię po nieco niższej cenie (244,9 PLN/MWh), licząc od średniej 2008 r. Na podstawie danych z lutego 2009 r. można stwierdzić, że ceny energii na rynku giełdowym w Polsce ukształtowały się na poziomie zbliżonym do cen na innych giełdach europejskich.

Rysunek 9.

Ceny energii elektrycznej na rynkach giełdowych (€/MWh).



Przyczyn gwałtownego wzrostu cen u producentów można upatrywać w rosnących kosztach węgla, wzroście kosztów stałych oraz po części we wzroście zapotrzebowania na energię pod koniec 2007 r. i w pierwszych trzech kwartałach 2008 r., przy ograniczonej jej podaży. W tym okresie obserwowany był spadek nadwyżki mocy. W pierwszej połowie 2008 r., jak wskazano wyżej, ceny węgla rosły, a spółki węglowe nie były w stanie zaspokoić popytu na węgiel. Pod koniec 2008 r. ceny węgla zaczęły spadać.

Uczestnikiem rynku hurtowego w obszarze zakupu energii elektrycznej są PO_{SD}. Ponad 75 % wolumenu energii kupują one z przedsiębiorstw obrotu, średnia cena zakupu z tego kierunku wzrosła o blisko 22 %. Zakup od wytwórców stanowił około 16 % portfela zakupów, a średnia cena tego kierunku wzrosła o blisko 12 %.

Rysunek 10.

Dynamika cen zakupu energii elektrycznej w PO_{SD} wg kierunków zakupu (rok do roku).

Źródło: ARE S.A.

Rok 2008, w porównaniu z latami ubiegłymi, charakteryzował się zwiększoną dynamiką wzrostu cen, nasiloną również w I kwartale 2009 r. Konkurencję szczególnie po stronie podażowej ograniczała natomiast w znacznym stopniu duża koncentracja obrotu wewnątrz skonsolidowanych pionowo grup energetycznych.

W dniu 12 maja 2009 r. Rada Ministrów przyjęła przygotowany przez Ministerstwo Gospodarki projekt zmian w ustawie – Prawo energetyczne. W celu poprawy konkurencyjności cen energii i przejrzystości transakcji, ustawodawca przewiduje między innymi obowiązek sprzedaży części wyprodukowanej energii elektrycznej w drodze otwartego przetargu lub na giełdach towarowych. Obowiązek będzie dotyczył przedsiębiorstw energetycznych (wytwórców energii) wchodzących w skład przedsiębiorstw zintegrowanych pionowo oraz mających prawo do otrzymywania środków na pokrycie kosztów osieroconych na podstawie ustawy o „likwidacji KDT". W przypadku wytwórców wchodzących w skład przedsiębiorstw zintegrowanych pionowo, niemających prawa do otrzymywania środków na pokrycie kosztów osieroconych nałożony obowiązek będzie dotyczył ilości nie mniejszej niż: 30 % w 2011 r., 40 % w 2012 r. i 50 % od 2013 r., całości energii elektrycznej wytworzonej w danym roku.

7.2.2. Rynek detaliczny

Od dnia 1 lipca 2007 r. wprowadzono zasadę swobodnego wyboru sprzedawcy energii elektrycznej, tj. każdy odbiorca energii elektrycznej może podpisać umowę z wybranym sprzedawcą energii. Od stycznia 2008 r.[14] Prezes URE odstąpił od regulowania cen w obrocie energią elektryczną dla odbiorców przemysłowych oraz średnich i małych firm (grupy A, B i C). Ze względu na konieczność ochrony przed nieuzasadnionym wzrostem cen, Prezes URE utrzymał natomiast taryfowanie energii elektrycznej dla gospodarstw domowych. Regulacji taryfowej, z powodu monopolistycznego charakteru działalności sieciowej, podlegają ceny usług dystrybucyjnych i przesyłowych.

Przedsiębiorstwa obrotu (PO_{SD}) sprzedawały w 2008 r. ok. 96 % energii do odbiorców końcowych, a głównymi odbiorcami tej energii byli odbiorcy końcowi posiadający umowy kompleksowe w rozumieniu art. 5 ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne, tj. umowy zawierające postanowienia umowy sprzedaży energii i umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii (86,1 % odbiorców końcowych). W 2008 r. z prawa wyboru sprzedawcy skorzystało tylko 85 odbiorców w grupach A, B i C i 905 odbiorców w grupie G. W 2007 r. odpowiednio 62 i 541 odbiorców[15]. Pomimo znacznego uproszczenia procedur zmiany sprzedawcy[16] w dalszym ciągu obserwuje się niewielką liczbę odbiorców, którzy decydują się na zmianę sprzedawcy. Powodem tego jest mała konkurencyjność cenowa ofert, brak aktywności i wiedzy odbiorców, jak również prawdopodobnie zbyt małe zaangażowanie przedsiębiorstw energetycznych w pozyskiwanie nowych odbiorców. W obecnych uwarunkowaniach[17] odbiorcy energii elektrycznej zużywający ją na potrzeby gospodarstw domowych nie mają faktycznej możliwości wyboru korzystniejszej oferty sprzedaży energii niż ta, z jakiej korzystają obecnie. Jednym z warunków pełnego otwarcia rynku energii

[14] Komunikat w sprawie zwolnienia przedsiębiorstw energetycznych posiadających koncesje na obrót energią elektryczną z obowiązku przedkładania taryf do zatwierdzenia. Prezes URE. Warszawa. 31 października 2007 r.

[15] Sprawozdanie z działalności Prezesa URE w 2008 r.

[16] Zatwierdzona w 2008 r. instrukcja ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnych (Uproszczona i krótsza procedura zmiany sprzedawcy oraz łatwiejszy dostęp do informacji na temat zmiany sprzedawcy).

[17] Ceny energii elektrycznej dla odbiorców gospodarstw domowych podlegają nadal zatwierdzeniu przez Prezesa URE.

elektrycznej jest zaniechanie zatwierdzania taryf dla gospodarstw domowych, a także zatwierdzenie, opracowanie i stosowanie jednolitego wzorca GUD[18)].

Ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku detalicznym są ściśle powiązane z cenami hurtowymi. Na cenę energii dla odbiorcy końcowego istotny wpływ ma również wprowadzony system wsparcia dla energii pochodzącej z OZE i z kogeneracji. Przedsiębiorstwa sprzedające energię do odbiorcy końcowego mają nałożony ustawowy obowiązek przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia lub uiszczenia opłaty zastępczej. Rozliczenie obowiązku za 2008 r. nastąpiło do końca marca 2009 r. Obowiązek wyznaczony dla energii z OZE na 2008 r. wynosił 7 % dostaw energii, dla energii z kogeneracji wynosił 19 % dostaw dla energii dużych źródeł węglowych i 2,7 % dla źródeł małych i gazowych. W PO_{SD} opłata zastępcza 1 MWh dla OZE wynosiła 248,5 PLN, dla kogeneracji na małą skalę i źródeł gazowych 117 PLN/MWh i dla kogeneracji z dużych źródeł 18 PLN/MWh.

Tabela 16. Średnie ceny energii elektrycznej sprzedanej do odbiorców końcowych (PLN/MWh) (bez podatku VAT).

Wyszczególnienie	Lata Dynamika	PO_{SD} (kompleksowi)		PO_{SD} (TPA)		El i ec (TPA)	PO (TPA)
		energia elektryczna	dystrybucja	energia elektryczna	dystrybucja	energia elektryczna	
WN	2007	139,32	63,30	140,42	47,90	138,78	137,16
	2008	178,53	62,84	171,52	49,97	162,43	166,98
	%	128,16	99,27	122,15	104,32	117,04	121,74
SN	2007	141,69	93,10	135,74	91,50	217,71	139,61
	2008	188,98	91,30	179,52	80,80	219,74	168,29
	%	133,37	98,07	132,25	88,31	100,93	120,54
nN (w PO_{SD} grupa C)	2007	149,10	189,90	147,30	134,70	169,41	
	2008	197,13	196,66	199,88	147,61	189,35	
	%	132,21	103,56	135,70	109,58	111,77	
gospodarstwa domowe i rolne (taryfowi PO_{SD})	2007	158,20	183,40	157,14			
	2008	184,69	196,04	175,89	195,56		
	%	116,75	106,89	111,93			
Średnia cena	**2007**	**147,50**	**133,30**	**140,29**	**57,60**	**139,21**	**138,60**
	2008	**188,19**	**141,27**	**172,18**	**56,78**	**168,43**	**167,95**
	%	**127,59**	**105,98**	**122,73**	**98,58**	**120,99**	**121,18**

Źródło: ARE S.A.

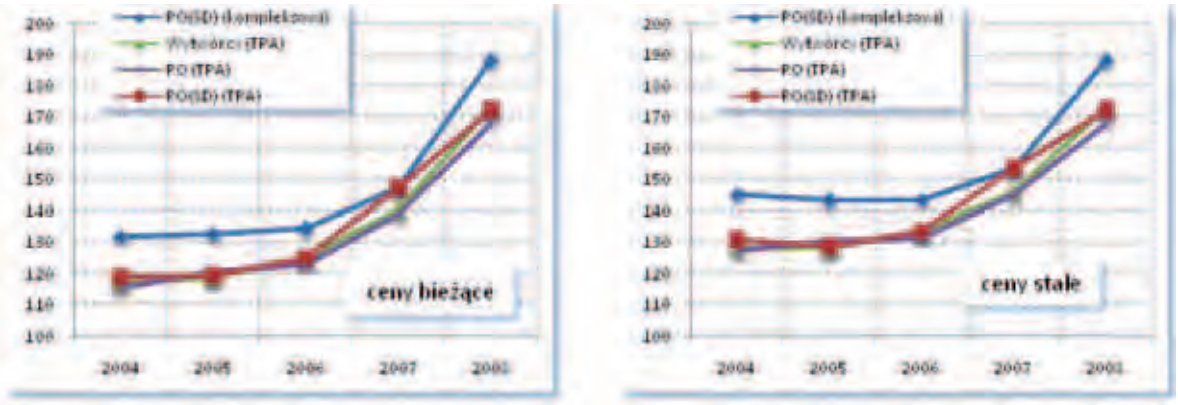
Średnie łączne ceny sprzedaży energii dla odbiorców mających zawarte umowy kompleksowe z PO_{SD} wzrosły z 280,8 PLN/MWh w 2007 r. do 329,5 PLN/MWh w 2008 r. (dynamika 117,3 %). Najwięcej, o ponad 19 %, wzrosły łączne ceny dla odbiorców komercyjnych na WN i SN, mniej natomiast dla odbiorców w gospodarstwach domowych (dynamika 111,3 %). Znacznie większy wzrost dotyczył cen energii elektrycznej, zaś opłaty dystrybucyjne rosły znacznie wolniej. Ograniczenie podaży energii elektrycznej pod koniec 2007 r. i w pierwszych trzech kwartałach 2008 r. również wpłynęło na podwyżki cen energii. W poszczególnych grupach odbiorców zarówno wzrosty cen energii, jak i usług dystrybucyjnych miały zróżnicowany poziom, a opłaty dystrybucyjne na WN i SN uległy nawet obniżeniu. Ceny energii na średnim i niskim napięciu wzrosły o 30 %, nieco mniej na WN (dynamika 128,2 %), najmniej wzrosły ceny regulowane dla gospodarstw domowych. Wzrosty cen dotyczyły również sprzedaży energii elektrycznej odbiorcom korzystającym z zasady TPA. Zdecydowana większość odbiorców korzystających z zasady TPA kupowała energię przesyłaną sieciami WN, cena zakupu była natomiast nieco niższa niż dla odbiorców, z którymi zawarte były umowy kompleksowe. Na szybszy wzrost cen w grupach odbiorców komercyjnych wpływ miało zniesienie obowiązku zatwierdzania cen. W umowach

[18)] Generalne umowy dystrybucyjne (GUD) stanowią podstawy współpracy pomiędzy operatorami systemów dystrybucyjnych (OSD) oraz spółkami obrotu – jako sprzedawcami energii elektrycznej do odbiorców końcowych.

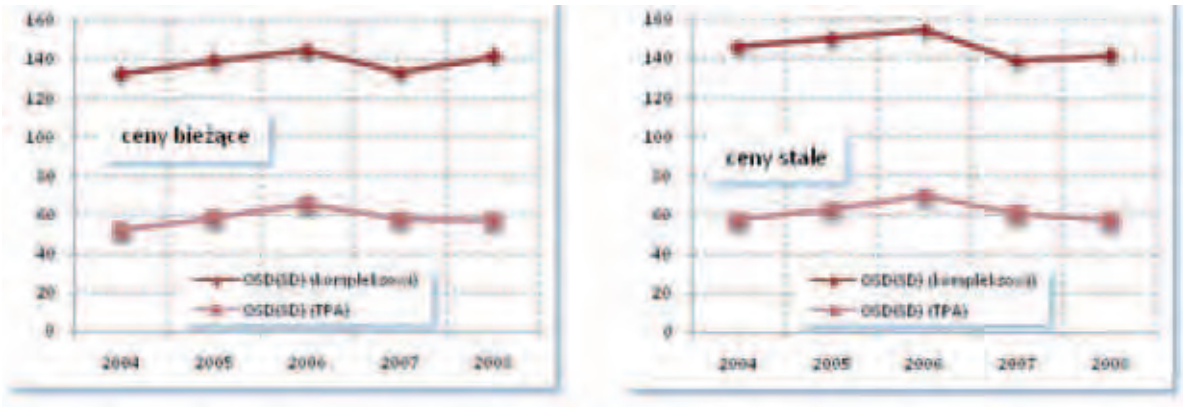
zawieranych na 2009 r. podwyżki cen energii sięgały nawet 60 %. Pod koniec 2008 r., z powodu spowolnienia gospodarczego, spadło zapotrzebowanie na produkcję przemysłową. Przedsiębiorstwa ograniczały produkcję, co skutkowało mniejszym zapotrzebowaniem na energię elektryczną. W grudniu 2008 r. krajowe zużycie energii było o ponad 6 % mniejsze niż w 2008 r., zaś w I kwartale 2009 r. o 3,5 % mniejsze niż w analogicznym okresie 2008 r. Spowodowało to pojawienie się nadwyżek mocy wytwórczych, zmniejszyło się wobec tego zagrożenie niedoborem mocy w kraju. W I kwartale 2009 r. PO_{SD} sprzedały o blisko 30 % mniej energii odbiorcom mającym zawarte umowy kompleksowe i o 21 % odbiorcom korzystającym z zasady TPA. W 2009 r. największe spółki obniżają ceny dla odbiorców przemysłowych, renegocjując umowy.

Rysunek 11.

Ceny energii elektrycznej dla odbiorców końcowych (PLN/MWh).



Rysunek 12. Opłaty dystrybucyjne dla odbiorców końcowych (PLN/MWh).



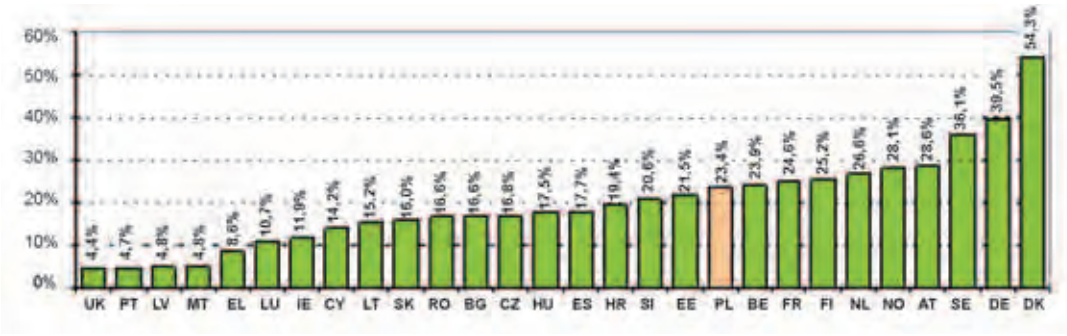
Na wysokość cen dla odbiorcy końcowego istotny wpływ mają również obciążenia fiskalne. Od 2002 r. koszt produkcji energii elektrycznej podwyższał podatek akcyzowy w wysokości 20 PLN/MWh. Od dnia 1 marca 2009 r. akcyza od energii jest naliczana na etapie dostawy energii do odbiorcy końcowego. W Polsce stawka podatku akcyzowego wynosi 5,05 EUR i jest jednakowa bez względu na przeznaczenie energii elektrycznej. Polska zajmuje 4 miejsce na 26 krajów członkowskich UE (zużycie gospodarcze) i 5 miejsce (zużycie na inne cele) w zakresie wysokości stawek podatku akcyzowego od energii elektrycznej. Minimalna stawka podatku akcyzowego od energii elektrycznej w krajach UE wynosi – na cele gospodarcze 0,5 EUR od 1MWh, a na inne cele 1,0 EUR od 1 MWh.

Obniżenie podatku akcyzowego byłoby korzystnym rozwiązaniem mającym wpływ na zmniejszenie cen energii elektrycznej, zwłaszcza dla dużych jej odbiorców. Kolejnym obciążeniem jest podatek VAT w wysokości 22 %, który jest jednym z najwyższych w Europie.

W cenę energii elektrycznej wliczane są także inne niż wymienione wyżej podatki i opłaty. Ze względu na dużą wartość majątku trwałego, istotnym obciążeniem wytwórców, dystrybutorów i przesyłu jest podatek od nieruchomości płacony gminom; zazwyczaj stawka tego podatku wynosi 2 % wartości. Wprowadzono opłaty za wykorzystywanie pasów drogowych do posadowienia linii kablowych i napowietrznych, a także opodatkowano grunty pod liniami energetycznymi przebiegającymi przez tereny leśne.

Rysunek 13.

Udział podatków w cenie energii elektrycznej dla odbiorców gospodarstw domowych (o rocznym zużyciu od 2500 do 5000 kWh) w krajach Europy (I półrocze 2008 r.).

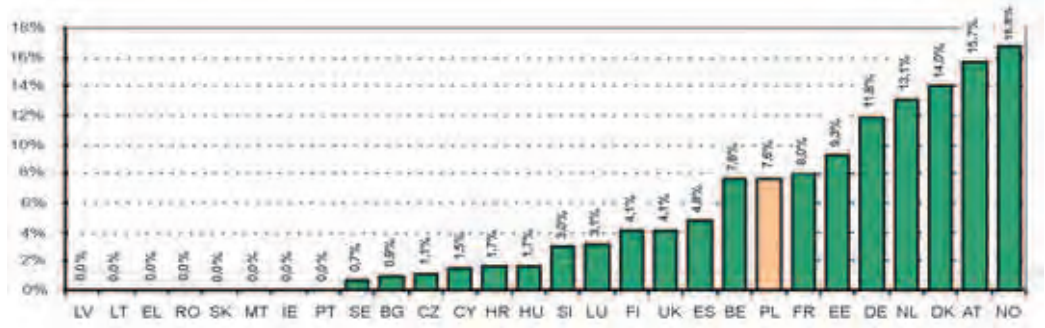


Źródło: Opracowanie własne wg danych EUROSTAT Data in focus 45/2008. Electricity prices for first semester 2008.

W Polsce podatki stanowią blisko ¼ ceny energii dla gospodarstw domowych i 7,6 % dla odbiorców przemysłowych, przy średniej dla krajów UE odpowiednio wynoszącej 20 % dla gospodarstw domowych i 4,6 % dla przemysłu.

Rysunek 14.

Udział podatków nieodzyskiwalnych w cenie energii elektrycznej dla odbiorców przemysłowych (o rocznym zużyciu od 500 do 2000 MWh) w krajach Europy (I półrocze 2008 r.).

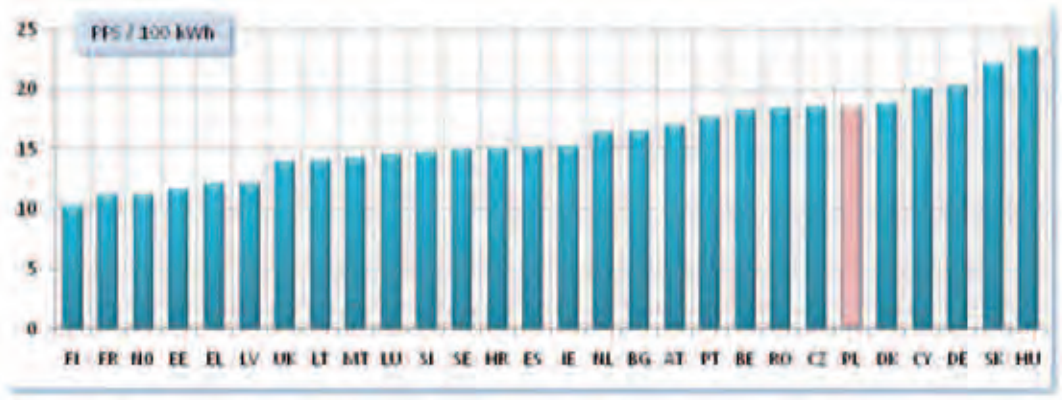


Źródło: Opracowanie własne wg danych EUROSTAT Data in focus 45/2008. Electricity prices for first semester 2008.

Cena energii według kryterium siły nabywczej w Polsce dla gospodarstw domowych o zużyciu rocznym od 2 500 do 5 000 kWh w pierwszym półroczu 2008 r. była szósta pod względem wielkości (18,70 PPS). Ostatnie podwyżki cen energii w Polsce mogły zmienić tę pozycję. Badaniu poddano kraje UE oraz Norwegię i Szwajcarię, nie znalazły się natomiast dane dotyczące Włoch. Najdrożej za energię płacono na Węgrzech (23,43 PPS). Drożej niż w Polsce płacono również na Słowacji, w Niemczech, na Cyprze i w Danii. Według parytetu siły nabywczej, najtaniej za energię elektryczną płacili odbiorcy w Finlandii.

Rysunek 15.

Cena brutto energii elektrycznej (z wszystkimi podatkami) w jednostkach standardowej siły nabywczej (PPS)[19] w krajach Unii Europejskiej dla standardowego odbiorcy domowego Dc o zużyciu od 2500 do 5000 kWh/rok, w pierwszym półroczu 2008 r.



Źródło: EUROSTAT Data in focus 45/2008. Electricity prices for first semester 2008.

Konkurencyjność cen energii elektrycznej w Polsce w stosunku do innych nośników energii przedstawiają poniższe tabele. Przedstawione dane wskazują, że ceny energii elektrycznej w Polsce są znacznie wyższe od cen pozostałych nośników energii.

Tabela 17.

Ceny nośników energii dla gospodarstw domowych (bez podatku VAT).

Nazwa nośnika energii	IV kwartał 2007		IV kwartał 2008		Dynamika (%)	
	PLN/GJ	Euro/GJ	PLN/GJ	Euro/GJ	PLN/GJ	Euro/GJ
Energia elektryczna	94,89	25,94	108,83	28,90	114,70	111,43
Gaz ziemny	35,95	9,83	44,92	11,93	124,93	121,36
Lekki olej opałowy	60,82	16,62	61,19	16,25	100,61	97,74
Węgiel kamienny (energetyczny)	18,36	5,02	22,61	6,00	123,15	119,64

Źródło: Opracowania własne ARE S.A.

Tabela 18.

Ceny nośników energii dla przemysłu (bez podatku VAT).

Nazwa nośnika energii	IV kwartał 2007		IV kwartał 2008		Dynamika (%)	
	PLN/GJ	Euro/GJ	PLN/GJ	Euro/GJ	PLN/GJ	Euro/GJ
Energia elektryczna WN	57,86	15,82	72,58	19,27	125,43	121,86
Energia elektryczna SN	66,30	18,12	90,04	23,91	135,81	131,93
Gaz ziemny	26,90	7,35	32,70	8,68	121,54	118,07
Ciężki olej opałowy HSFO	27,79	7,60	23,53	6,25	84,66	82,25
Węgiel kamienny (energetyczny)	9,46	2,58	11,77	3,13	124,52	120,97

Źródło: Opracowania własne ARE S.A.

[19] Jednostkę standardowej siły nabywczej przyjęto w Unii Europejskiej w celu dokonywania porównań międzynarodowych eliminujących różne poziomy cen w analizowanych krajach. Za jednostkę PPS kupuje się tę samą ilość dóbr lub usług we wszystkich krajach UE.

8. Skuteczność podejmowanych działań w zakresie bezpieczeństwa zaopatrzenia w energię elektryczną

8.1. Działania Ministerstwa Gospodarki

8.1.1. Prace nad projektem Polityki energetycznej Polski do 2030 r.

W 2008 r. w Ministerstwie Gospodarki trwały prace nad opracowaniem projektu Polityki energetycznej Polski do 2030 r. Do najważniejszych kierunków polityki energetycznej państwa zawartych w opracowywanym co 4 lata dokumencie jest zapewnienie bezpieczeństwa dostaw paliw i energii, wzrost efektywności gospodarki, rozwój konkurencyjnych rynków paliw i energii oraz ograniczenie oddziaływania energetyki na środowisko.

W Polityce energetycznej państwa określone są cele, program działań wykonawczych oraz instrumenty jej realizacji. Dokument ten jest jednym z celów strategicznych wprowadzania krajowych regulacji prawnych w energetyce.

Podstawowym celem polityki energetycznej w zakresie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej jest zapewnienie ciągłego pokrycia zapotrzebowania na energię przy uwzględnieniu maksymalnego, możliwego wykorzystania krajowych zasobów oraz przyjaznych środowisku technologii. Szczegółowymi celami w tym zakresie są:

- budowa nowych mocy wytwórczych z wykorzystaniem dostępnych paliw w celu zrównoważenia krajowego popytu na energię elektryczną i utrzymania nadwyżki mocy osiągalnej krajowych konwencjonalnych źródeł wytwórczych na poziomie minimum 15 % maksymalnego krajowego zapotrzebowania na moc,
- budowa interwencyjnych źródeł wytwarzania energii elektrycznej, wymaganych ze względu na bezpieczeństwo pracy systemu elektroenergetycznego,
- rozbudowa KSE gwarantującego zrównoważony wzrost gospodarczy kraju, jego poszczególnych regionów oraz zapewniających niezawodne dostawy energii elektrycznej dla aglomeracji miejskich (w szczególności zamknięcie pierścienia 400 kV oraz pierścieni wokół głównych miast Polski),
- rozwój połączeń transgranicznych, skoordynowany z rozbudową KSE i z rozbudową systemów krajów sąsiednich, umożliwiający wymianę co najmniej 15 % energii elektrycznej zużywanej w kraju do 2015 r., 20 % do 2020 r. oraz 25 % do 2030 r.,
- rozbudowa sieci dystrybucyjnych w celu rozwoju energetyki rozproszonej wykorzystującej lokalne źródła energii,
- modernizacja sieci przesyłowych i sieci dystrybucyjnych umożliwiająca obniżenie do 2030 r. poziomu awaryjności o 50 % w stosunku do 2005 r.,
- stworzenie warunków umożliwiających rozwój mikrokogeneracji.

Aby zrealizować powyższe cele, należy:

- nałożyć na operatorów sieciowych obowiązek opracowania planów rozwoju sieci przesyłowej i dystrybucyjnej, ze szczególnym wskazaniem preferowanych lokalizacji nowych mocy wytwórczych oraz kosztów ich przyłączenia; plany rozwoju sieci i lokalizacji mocy wytwórczych powinny być publikowane i aktualizowane nie rzadziej niż raz na rok,
- podjąć działania legislacyjne mające na celu likwidację nieuzasadnionych barier inwestycyjnych, w szczególności w zakresie inwestycji liniowych,

- umożliwić zawieranie przez OSP wieloletnich kontraktów na regulacyjne usługi systemowe, obejmujące utrzymywanie interwencyjnych rezerw uruchamianych na polecenie operatora oraz przygotowanie do pracy w warunkach kryzysowych (black-out),
- przeprowadzić przetargi na moce interwencyjne niezbędne do zapewnienia bezpieczeństwa pracy systemu elektroenergetycznego,
- odtworzyć i wzmocnić istniejące oraz budowane nowe linie elektroenergetyczne, w szczególności umożliwiające wymianę transgraniczną energii z krajami sąsiednimi,
- przeprowadzić analizy możliwości wykorzystania w Polsce nowych technologii wytwarzania energii elektrycznej, biorąc pod uwagę koszty tych technologii, możliwości ich komercyjnego zastosowania przed 2030 r., miejsca przyłączenia nowych obiektów do systemu elektroenergetycznego oraz związane z tym ewentualne koszty rozbudowy sieci i wpływ na bilans energetyczny.

Prace nad Polityką energetyczną Polski do 2030 r., a także konsultacje społeczne nie zostały ostatecznie zakończone i są kontynuowane w 2009 r.

8.1.2. Nowelizacja ustawy – Prawo energetyczne

W 2008 r. w Ministerstwie Gospodarki zostały zainicjowane prace nad kolejną nowelizacją ustawy – Prawo energetyczne. Opracowywany w tym okresie projekt ustawy o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz o zmianie innych ustaw implementuje dyrektywę 2005/89/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 18 stycznia 2006 r. dotyczącą działań na rzecz zagwarantowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i inwestycji infrastrukturalnych (Dz. Urz. WE L 33 z 04.02.2006, str. 22). Projekt zawiera również zmiany służące wdrożeniu zmian rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady nr 1228/2003/WE z dnia 26 czerwca 2003 r. w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej (Dz. Urz. WE L 176 z 15.07.2003, str. 1, z późn. zm.; Dz. Urz. UE Polskie wydanie specjalne, rozdz. 12, t. 2, str. 175) wprowadzonej decyzją Komisji z 9 listopada 2006 r. (Dz. Urz. WE L 312 z 11.11.2006, str. 59).

Zgodnie z przepisami projektowanej ustawy o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz o zmianie innych ustaw:

1) operator systemów elektroenergetycznych będzie mógł podejmować skuteczne i efektywne działania w sytuacji wystąpienia niedoborów mocy energii elektrycznej w systemie. Obowiązujący tryb wprowadzania ograniczeń przez Radę Ministrów w drodze rozporządzenia nie przewiduje możliwości ich wcześniejszego wprowadzenia przez operatora w sytuacji zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii. Projekt ustawy zawiera tryb postępowania i obowiązki operatorów oraz użytkowników systemu w sytuacji zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. Przyznaje operatorowi systemu przesyłowego elektroenergetycznego prawo do wprowadzania, w przypadku wystąpienia zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej przed wejściem w życie rozporządzenia Rady Ministrów wprowadzającego te ograniczenia. Wskazuje Prezesa URE jako organ opiniujący zasadność wprowadzenia przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego ograniczeń. Określa zasady odpowiedzialności za szkody powstałe w wyniku wprowadzenia przez operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej,

2) dokonano podziału kompetencji i odpowiedzialności za zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej na wszystkich użytkowników systemu elektroenergetycznego oraz organy administracji publicznej. Rozdzielenie działalności operatorskiej od działalności związanej z dostarczaniem energii elektrycznej wymaga przeniesienia części

odpowiedzialności za bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej z OSP na dostawców tej energii i organy administracji publicznej oraz podziału odpowiedzialności za bezpieczeństwo pracy sieci między OSP i operatorów systemów dystrybucyjnych. W projekcie ustawy wskazano, że operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego realizuje w pierwszej kolejności działania służące zapewnieniu bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, a także że środki wypracowane w ramach prowadzonej działalności gospodarczej, jakie osiąga, przeznacza w pierwszej kolejności na ten cel. OSP określa w instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej wymagania i wskaźniki w zakresie bezpieczeństwa pracy sieci oraz zapewnia ich dotrzymanie. Cała instrukcja będzie podlegała zatwierdzeniu przez Prezesa URE,

3) na przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej nałożono obowiązki w zakresie wytwarzania i utrzymywania rezerw mocy wytwórczych, sporządzania prognoz dotyczących m.in. przedsięwzięć w zakresie modernizacji, rozbudowy i budowy nowych źródeł energii elektrycznej, współpracy z operatorami systemu, informowania o zużyciu i stanie zapasów paliw oraz ich zmniejszeniu i odbudowie w określonym terminie,

4) nadzór właścicielski nad OSP będzie przeniesiony na ministra właściwego do spraw gospodarki ustawowo odpowiedzialnego za bezpieczeństwo energetyczne kraju.

Przewiduje się, że prace legislacyjne nad powyższą nowelizacją ustawy zostaną zakończone w drugiej połowie 2009 r.

8.1.3. Opracowanie projektu ustawy o efektywności energetycznej

W latach 2007–2008 w Ministerstwie Gospodarki prowadzone były prace nad projektem ustawy o efektywności energetycznej. Rozwiązania zawarte w projektowanej ustawie służyć mają poprawie m.in. bezpieczeństwa zaopatrzenia w energię elektryczną. Projekt ten stanowi wypełnienie postanowień dyrektywy 2006/32/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 5 kwietnia 2006 r. w sprawie efektywności końcowego wykorzystania energii i usług energetycznych (Dz. Urz. WE L 114 z 27.04.2006, str. 64, z późn. zm.). Ponadto projekt jest konsekwencją konkluzji Rady Unii Europejskiej z dn. 8–9 marca 2007 r. ustanawiającej cel 20 % oszczędności energii dla całej UE do 2020 r.

Celem projektu ustawy jest stworzenie ram prawnych dla działań na rzecz wzrostu efektywności energetycznej gospodarki obejmujących mechanizm wsparcia i prowadzących do uzyskania wymiernych oszczędności energii, w tym energii elektrycznej. Działania te prowadzone będą w trzech obszarach: zwiększenia oszczędności energii przez odbiorców końcowych, zwiększenia sprawności wytwarzania energii elektrycznej i ciepła oraz zmniejszenia strat energii elektrycznej i ciepła w przesyle i dystrybucji.

Wprowadzenie kompleksowego mechanizmu wsparcia dla działań mających na celu wzrost efektywności energetycznej gospodarki będzie przyczyniać się do poprawy bezpieczeństwa energetycznego kraju oraz doprowadzi w konsekwencji do ograniczenia szkodliwego oddziaływania sektora energetycznego na środowisko.

8.1.4. Realizacja projektu budowy polsko-litewskiego „mostu energetycznego”

W nawiązaniu do podpisanego w grudniu 2006 r. w Wilnie w obecności premierów Polski i Litwy porozumienia w sprawie budowy transgranicznego połączenia systemów

elektroenergetycznych obu krajów, w latach 2007–2008 kontynuowano prace związane z tym projektem. Polsko-litewski most energetyczny jest na liście unijnych priorytetów w dziedzinie infrastruktury energetycznej, a jego uruchomienie ma poprawić bezpieczeństwo energetyczne w północno-wschodniej Polsce i zapobiec ewentualnej awarii systemu elektroenergetycznego na tym obszarze. Budowa mostu energetycznego Polska–Litwa pozwoli również na włączenie się systemów energetycznych Litwy, Łotwy i Estonii do wspólnego systemu elektroenergetycznego Unii Europejskiej, który zapewni swobodny przepływ energii elektrycznej, w przypadku wystąpienia jej niedoboru bądź przerwania dostaw.

W celu przyspieszenia realizacji działań związanych z budową połączeń transgranicznych w Polsce oraz budowania wspólnego unijnego rynku energii elektrycznej, Komisja Europejska we wrześniu 2007 r. powołała prof. Władysława Mielczarskiego na koordynatora, priorytetowego z punktu widzenia UE, projektu budowy połączeń sieci energetycznych między Polską a Litwą oraz Polską a Niemcami.

W lutym 2008 r., w obecności prezydentów Polski i Litwy, prezesi spółek PSE Operator S.A. i Lietuvos Energija podpisali umowę o powołaniu spółki, która zajmie się przygotowaniem inwestycji mostu energetycznego łączącego obydwa kraje. Przygotuje ona analizy i koszty przyszłego połączenia systemów energetycznych obu krajów oraz przeanalizuje różne warianty budowy połączenia energetycznego.

Natomiast w czerwcu 2009 r. w Brukseli w obecności Przewodniczącego Komisji Europejskiej nastąpiło podpisanie przez premierów krajów nadbałtyckich politycznego porozumienia, które ma zintensyfikować budowę energetycznych połączeń międzysieciowych w regionie Morza Bałtyckiego oraz położy kres energetycznej izolacji tych państw. Argumentami KE za tym, by stworzyć takie połączenia w regionie, w którym obecnie ich brakuje, są bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej, konkurencyjność rynku i względy środowiskowe.

8.1.5. Monitorowanie budowy nowych mocy wytwórczych rozpoczętych w latach 2007–2008

W 2008 r. w Ministerstwie Gospodarki przeprowadzono monitoring budowy nowych mocy wytwórczych energii elektrycznej rozpoczętych w latach 2007–2008. Zebrane w ten sposób informacje i dane będą okresowo weryfikowane. Oprócz bieżącej wiedzy o rozwoju sytuacji na rynku energii elektrycznej w zakresie ewentualnych niedoborów lub nadwyżek mocy, pozwolą one także na wstępną ocenę nowych inwestycji w moce wytwórcze pod kątem zaliczenia ich do derogacji zawartych w art. 10c dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady zmieniającej dyrektywę 2003/87/WE w celu uproszczenia i rozszerzenia wspólnotowego systemu handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych.

Przedsiębiorstwa energetyczne deklarują łącznie budowę ok. 32 402 MW nowych mocy brutto w elektrowniach konwencjonalnych. Do końca 2008 r. rozpoczęto budowę inwestycji o łącznej mocy ok. 10 004 MW, które miałyby powstać do końca 2015 r., a kolejne 6718 do końca 2020 r.

8.2. Działania Prezesa URE

8.2.1. Monitorowanie funkcjonowania systemu elektroenergetycznego w zakresie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej na rynku krajowym

Prezes URE zgodnie z art. 23 ust. 2 pkt 20 lit. f ustawy – Prawo energetyczne monitoruje funkcjonowanie systemu elektroenergetycznego w zakresie bezpieczeństwa dostarczania energii elektrycznej. Działanie to umożliwiało prowadzenie zorganizowanego, długoterminowego procesu obserwacji procedur i mechanizmów zapewnienia bezpieczeństwa

oraz wypełniania obowiązków informacyjnych przez operatorów systemu przesyłowego i systemów dystrybucyjnych. W 2008 r. pozyskano informację o stanie infrastruktury sieciowej i potrzebach inwestycyjnych OSP i OSD w trakcie uzgadniania projektów planów rozwoju przedsiębiorstw sieciowych, a także przeprowadzono kontrolę stanu zapasów węgla w elektrowniach.

Prezes URE prowadził także bieżące monitorowanie:

1) funkcjonowania KSE,

2) działalności przedsiębiorstw sektora na podstawie sprawozdawczości statystycznej (dane te są głównie danymi o charakterze ekonomicznym; URE korzysta z zasobów informacyjnych innych resortów i instytucji badawczych, m.in. Ministerstwa Gospodarki, Głównego Urzędu Statystycznego i Agencji Rynku Energii S.A.; dane dotyczące mocy zainstalowanych w źródłach wytwórczych oraz szczytowego zapotrzebowania na moc pozyskiwane są od OSP i innych źródeł, np. ARE S.A. czy UCTE),

3) rynku kontraktowego energii, w celu analizy równowagi popytowo-podażowej.

Podejmowane były również doraźne działania mające na celu wyjaśnianie nadzwyczajnych sytuacji zagrażających bezpieczeństwu pracy KSE.

W 2008 r. Prezes URE w związku z sygnałami o awariach i nieprawidłowościach w funkcjonowaniu rynku energii elektrycznej podjął działania mające na celu wyjaśnienie:

1) przyczyn awarii KSE w północno-zachodniej Polsce, która miała miejsce na początku kwietnia 2008 r. (awaria wywołana została bardzo trudnymi warunkami pogodowymi); w efekcie podjętych działań okazało się, że duża część majątku sieciowego jest bardzo zaawansowana wiekowo i nie spełnia najnowszych norm wytrzymałościowych; badanie to unaoczniło także problemy operatorów działających na tym terenie z komunikacją oraz nadzorem nad majątkiem sieciowym,
2) przyczyn ubytków mocy w I kwartale 2008 r.; działanie w tym zakresie zostało podjęte w celu uzyskania wiedzy na temat celowości wycofywania mocy wytwórczych z eksploatacji oraz na temat procesów decyzyjnych na tym obszarze,
3) zamiarów inwestycyjnych operatorów sieciowych oraz wytwórców w celu pozyskania informacji na temat ich zamiarów w zakresie wycofywania i wprowadzania mocy wytwórczych w latach 2008–2030 oraz wpływu tych procesów na poziom bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej.

8.2.2. Realizacja wymagań oraz kontrolowanie wykonania obowiązków wynikających z przepisów rozporządzenia 1228/2003 Parlamentu Europejskiego i Rady

W 2007 r. opracowano i wstępnie przetestowano nowy model zarządzania ograniczeniami oparty na rzeczywistych przepływach energii w sieciach zarządzanych przez operatorów systemów przesyłowych Europy Środkowo-Wschodniej. Projekt został przygotowany w Inicjatywie Regionalnej w Europie Środkowo-Wschodniej, funkcjonującej w strukturach ERGEG[20)]. Przewidywał on utworzenie regionalnego Biura Aukcyjnego i koordynację zarządzania ograniczeniami na poziomie regionalnym.

W 2008 r. europejscy regulatorzy stowarzyszeni w ERGEG, w tym również Prezes URE, ponownie przygotowali raport dotyczący zgodności stosowania przepisów rozporządzenia 1228/2003/WE. Raport został przygotowany na podstawie szczegółowych

[20)] European Regulators' Group for Electricity and Gas (ERGEG) – Europejska Grupa Regulatorów Energii i Gazu powołana decyzją Komisji Europejskiej nr 2003/796/WE z 11 listopada 2003 r. jako ciało doradcze komisji.

informacji przekazanych przez regulatorów z państw członkowskich UE. Jak wynika z tego dokumentu, nie wszystkie obowiązki określone w rozporządzeniu były w pełni realizowane przez wszystkie państwa. Odnotowano duży postęp w porównaniu z sytuacją z 2007 r. W przypadku Polski wykazano jedynie niewielkie i nieliczne niedociągnięcia.

Prezes URE przekazał Komisji Europejskiej harmonogram usuwania niezgodności do końca 2008 r. (m.in. w zmianach dotyczących zasad bilansowania).

8.2.3. Działania OSP dotyczące awaryjnych dostaw energii z zagranicy

PSE Operator S.A., zgodnie z unijnym prawodawstwem w zakresie niedyskryminacyjnego dostępu do połączeń transgranicznych, ma zawarte umowy z większością operatorów systemowych wszystkich państw sąsiadujących z Polską, dotyczące awaryjnych dostaw energii.

W dniu 7 maja 2007 r. został podpisany aneks do umowy z dnia 31 lipca 2006 r. o dostawach energii elektrycznej w sytuacjach awaryjnych z operatorem niemieckim Vattenfall Europe Transmission (VE-T). Ponadto PSE Operator S.A. jest w trakcie ustalania z VE-T warunków stosowania procedury „cross border redispatching" (zmiana salda dwustronnej wymiany) w celu likwidacji przeciążeń w systemie polskim, wywołanych przepływami wyrównawczymi w okresie wysokiej generacji elektrowni wiatrowych zlokalizowanych w północnej części Niemiec. Istotny jest fakt, że uzgodnienia w ramach „cross border redispatching" będą stanowiły uzupełnienie dwustronnej umowy o dostawach w sytuacjach awaryjnych.

Równolegle PSE Operator S.A. prowadził wielostronne rozmowy z operatorami duńskimi i szwedzkimi oraz operatorami niemieckimi na temat wypracowania procedur wykorzystania możliwości technicznych połączeń stałoprądowych (kable podmorskie na dnie Morza Bałtyckiego) w celu likwidacji przeciążeń polskiej sieci elektroenergetycznej w okresie wysokiej generacji elektrowni wiatrowych zlokalizowanych w północnej części Niemiec.

PSE Operator S.A. podjął również współpracę z partnerem niemieckim w zakresie opracowywania analiz dotyczących rozbudowy połączeń między Polską a Niemcami. Na spotkaniu Zarządów PSE Operator S.A. i VE-T w dniu 6 lutego 2008 r. strona polska przedstawiła operatorowi niemieckiemu projekt Memorandum o Zasadach Współpracy, które wymienia m.in. długoterminowe inwestycje jako środek umożliwiający dalszą bezpieczną pracę dwóch systemów, ale też narzędzie służące odtworzeniu technicznych możliwości importu energii elektrycznej do Polski. PSE Operator S.A. zaproponował VE-T powołanie w tym celu spółki, która w 50 % będzie własnością PSE Operator S.A. i w 50 % własnością VE-T.

W przypadku szwedzkiego operatora Svenska Kraftnat, możliwa jest realizacja dostaw awaryjnych przez połączenie stałoprądowe przy pełnym wykorzystaniu możliwości technicznych. Dostawy w sytuacjach awaryjnych odbywają się na podstawie umowy dwustronnej, zawartej między PSE a Svenska Kraftnat.

W zakresie połączenia transgranicznego między Polską a Litwą, na mocy zawartego w dniu 12 lutego 2008 r. porozumienia z partnerem litewskim Lietuvos Energija, strona polska uzyskała zgody korporacyjne, niezbędne dla założenia spółki celowej LitPol Link, i podejmuje dalsze działania zmierzające do zawiązania spółki.

Po przejęciu przez PSE Operator S.A. od Polskiej Grupy Energetycznej S.A. w 2008 r. na własność linii 750 kV Rzeszów–Chmielnicka (Ukraina), jak również pozostałych połączeń przy wschodniej granicy Polski (z Ukrainą i Białorusią) – OSP rozpoczął prowadzenie rozmów na temat uruchomienia połączenia 750 kV z Ukrainą. W perspektywie średnioterminowej, uruchomienie istniejących połączeń na ścianie wschodniej, tj. z Ukrainą i Białorusią, wydaje się najbardziej skutecznym działaniem, które pozytywnie wpłynie na bilans KSE. Głównym atutem modernizacji istniejącej infrastruktury (w porównaniu z tworzeniem nowej) jest możliwość przeznaczenia mniejszych nakładów finansowych. Projekt modernizacyjny charakteryzuje się też krótszym czasem realizacji.

Połączenia z operatorami niemieckim i litewskim mają na celu zamknięcie tzw. pierścienia bałtyckiego, co oznacza umożliwienie pełnej integracji państw bałtyckich z wewnętrznym rynkiem energii elektrycznej Unii Europejskiej. Z tych względów zasadna jest terminowa realizacja projektów z VE-Transmission i innymi partnerami niemieckimi oraz Lietuvos Energija.

9. Przewidywane zapotrzebowanie na energię elektryczną

Prognozowane zapotrzebowanie na finalną energię elektryczną w gospodarce krajowej w latach 2007–2030 wzrośnie o ok. 55 %, przy czym najwyższy wzrost spośród sektorów gospodarki prognozowany jest w usługach (o 75 %), transporcie (o 62 %) i gospodarstwach domowych (o 54 %). Zapotrzebowanie w przemyśle wzrośnie o 28 %, natomiast w rolnictwie pozostanie właściwie na tym samym poziomie.

Zapotrzebowanie na finalną energię elektryczną będzie wzrastać w okresie do 2030 r. ze średnim tempem 2 % rocznie i osiągnie w 2030 r. wartość ok. 172 TWh. Umiarkowany wzrost finalnego zapotrzebowania na energię elektryczną jest spowodowany przewidywanym wykorzystaniem istniejących jeszcze rezerw transformacji rynkowej i działań efektywnościowych w gospodarce, a także w początkowym okresie spowolnieniem gospodarki wynikającym z globalnego kryzysu finansowego.

Tabela 19.

Zapotrzebowanie na finalną energię elektryczną w sektorach gospodarki oraz zapotrzebowanie brutto (TWh).

Sektor	2007 *	2010	2015	2020	2025	2030
Przemysl	45.8	39.0	42.3	49.3	55.3	58.4
Transport	3.7	3.5	3.4	4.2	5.2	6.0
Rolnictwo	1.5	1.9	1.9	1.9	1.6	1.5
Usługi	37.2	33.1	37.8	43.1	54.1	65.0
Gospodarstwa domowe	26.4	27.1	29.8	32.3	36.5	40.7
Razem zapotrzebowanie finalne	**114.6**	**104.6**	**115.2**	**130.8**	**152.7**	**171.6**
Sektor energii	11.1	11.1	11.6	12.1	12.7	13.3
Straty przesyłu i dystrybucji	14.4	12.9	13.2	13.2	15.0	16.8
Potrzeby własne elektrowni	13.9	12.3	12.8	13.2	14.2	15.7
Zapotrzebowanie brutto	**154.0**	**141.0**	**152.8**	**169.3**	**194.6**	**217.4**

* dane historyczne
Źródło: ARE S.A.

Tabela 20.

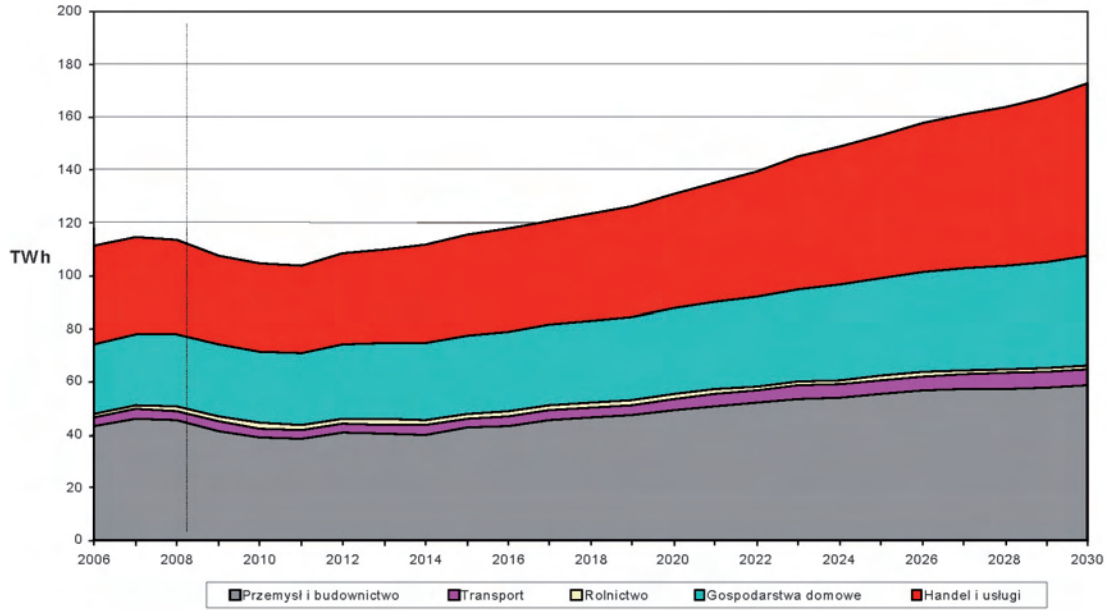
Średnioroczne przyrosty finalnej energii elektrycznej [%].

2007–2010	2011–2015	2016–2020	2021–2025	2026–2030	2007–2030
-3.0	1.98	2.58	3.15	2.30	1.90

Źródło: ARE S.A.

Rysunek 16.

Zapotrzebowanie finalne na energię elektryczną w podziale na sektory.



Źródło: ARE S.A.

10. Planowane lub będące w budowie nowe moce źródeł energii elektrycznej

Pomimo niewielkiego i prawdopodobnie chwilowego spadku zapotrzebowania na energię elektryczną spowodowanego kryzysem gospodarczym, konieczność budowy nowych mocy jest wciąż aktualna. Krajowy majątek wytwórczy jest przestarzały i nie gwarantuje bezpiecznych dostaw energii. Wyeksploatowane jednostki wytwórcze oraz te niespełniające środowiskowych norm unijnych muszą zostać zastąpione nowymi lub przejść gruntowną modernizację w celu odtworzenia mocy oraz dostosowania do wymogów unijnych.

W celu zapewnienia pokrycia prognozowanego zapotrzebowania na energię elektryczną, przy utrzymaniu średniego tempa wzrostu na poziomie 2 % rocznie oraz ze względu na wspomnianą konieczność odbudowy i modernizacji infrastruktury wytwórczej, do 2030 r. powinno zostać oddanych do użytku ok. 30 000 MW brutto nowych mocy wytwórczych, z czego ok. 10 000 w odnawialnych źródłach energii (zgodnie z celami UE stawianymi Polsce w tym zakresie). Do tego czasu zostanie wycofanych z eksploatacji ok. 16 200 MW starych, wyeksploatowanych lub niespełniających wymogów europejskich jednostek energetyki zawodowej.

Tabela 21.

Planowane i prognozowane wycofania mocy wytwórczych w elektrowniach systemowych [MW brutto].

	01.01.2007–31.12.2008*	01.01.2009–31.12. 2010	01.01.2011–31.12.2015	01.01.2016–31.12.2020	01.01.2021–31.12.2025	01.01.2026–31.12.2030	01.01.2009–31.12.2030
Wycofania	340	419	4550	2355	5127	3782	16233
Głębokie modernizacje	1250	1251	5967	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.

* dane historyczne

Źródło danych: Dane ankietowe zebrane przez ARE S.A. od przedsiębiorstw wytwórczych energetyki zawodowej

W latach 2007–2008 przeprowadzono następujące działania inwestycyjne mające na celu poprawę efektywności wytwarzania energii elektrycznej i ochrony środowiska, zestawione w poniższej tabeli.

Tabela 22.

Inwestycje w jednostki wytwórcze w przedsiębiorstwach energetycznych zakończone w latach 2007–2008.

Nazwa przedsiębiorstwa	Realizowane zadanie	Data realizacji zadania
BOT Elektrownia Bełchatów S.A.	Budowa IOS na blokach 3 i 4	2007.08
	Modernizacja bloku nr 3 (370 MW)	2008.02
Elektrownia Dolna Odra	Modernizacja bloku nr 7 (232 MW)	2007.07
Elektrociepłownia Siekierki	Wymiana turbiny nr 9 i 10	2008.03
Elektrownia Pątnów I	Budowa mokrej IOS na blokach 1-4 (4 x 200 MW)	2008.01
Elektrownia Konin	Podłączenie kotłów nr 5 i 6 do IOS	2008.01
Elektrownia Kozienice	Uruchomienie instalacji do współspalania biomasy na blokach 200 MW	2007.09
Elektrownia Połaniec	Modernizacja kotła bloku nr 5 pod kątem ograniczenia emisji NOx	2007.08
	Podłączenie bloków 1, 2 i 3 do IOS	2008.11
Elektrownia Rybnik	Budowa mokrej IOS dla bloków nr 2,3,4 i 7	2008.08
	Modernizacja bloku nr 4 pod kątem ograniczenia emisji NOx	2008
Elektrownia Jaworzno III	Uruchomienie III nitki IOS dla bloków 3 i 4	2008.09
Elektrownia Łagisza	Podłączenie bloku nr 5 do IOS	2008
Elektrownia Ostrołęka B	Uruchomienie instalacji do współspalania biomasy dla kotłów nr 1,2 i 3	2007.04
	Budowa mokrej IOS dla bloków nr 1.2 i 3	2007.12
Elektrownia Skawina	Budowa IOS metodą suchą	2008.10

Źródło danych: Dane ankietowe zebrane przez ARE S.A. od przedsiębiorstw wytwórczych energetyki zawodowej

W latach 2007–2008 wycofanych z eksploatacji zostało 340 MW, w Elektrowni Skawina (bloki nr 1 i 2 - 2 x 50 MW) oraz Elektrowni Konin (bloki nr 8 i 9 - 2 x 120 MW).

Z nowych mocy wytwórczych do użytku oddano 464 MW w Elektrowni Pątnów II.

Najbardziej zaawansowanymi nowymi źródłami wytwórczymi o istotnym znaczeniu dla krajowego bilansu mocy są:

— przygotowany do uruchomienia blok 460 MW w elektrowni Łagisza (inwestycję zakończono 27.06.2009 r.)

— będący w trakcie budowy blok 858 MW w elektrowni Bełchatów (planowana data zakończenia inwestycji to 01.01.2011 r.)

Jak wynika z długoterminowych strategii rozwoju, opracowanych przez przedsiębiorstwa energetyczne, planowane są budowy nowych mocy wytwórczych. Przedsiębiorstwa deklarują budowę 32 402 MW nowych mocy brutto w elektrowniach konwencjonalnych do 2030 r., z czego do końca 2008 r. rozpoczęto 10 004 MW, które powstaną do końca 2015 r.

W tym samym okresie zostanie wycofanych z eksploatacji ok. 5000 MW. Dodatkowo na wielu blokach energetycznych zaplanowane są głębokie modernizacje, które w znacznym stopniu przyczynią się do spadku mocy dyspozycyjnej w systemie. Trudno przewidzieć, które z tych inwestycji zostaną rzeczywiście ukończone. Jeżeli planowane inwestycje nie zostaną zrealizowane, to może wystąpić zagrożenie dla bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej.

Wielkość potencjalnych jednostek wytwórczych, jak również miejsca ich lokalizacji są przedmiotem bieżącej analizy tych przedsiębiorstw. Na ostateczne decyzje inwestycyjne, poza uwarunkowaniami ekonomicznymi, społecznymi, ekologicznymi, bez wątpienia duży wpływ będzie miała europejska i krajowa polityka klimatyczna. Zmieniające się warunki skłaniają inwestorów do weryfikacji wcześniejszych planów.

11. Zamierzenia inwestycyjne w odniesieniu do zapewnienia zdolności przesyłowych połączeń międzysystemowych oraz linii elektroenergetycznych wewnętrznych (lata 2010–2015)

11.1. Przyłączenia

Łączne nakłady w tej grupie wynoszą 787 mln PLN i dzielą się na nakłady w grupie przyłączeń:

- elektrowni systemowych w zakresie budowa i rozbudowa rozdzielni/stacji – 469 mln PLN,
- odnawialnych źródeł energii w zakresie budowa i rozbudowa rozdzielni/stacji – 318 mln PLN.

11.2. Wyprowadzenia mocy

Całkowite nakłady w tej grupie wynoszą 1 683 mln PLN i dzielą się na nakłady w grupie wyprowadzenia mocy z:
- elektrowni systemowych w zakresie budowy linii i transformatorów – 819 mln PLN,
- odnawialnych źródeł energii w zakresie dostosowania linii i budowy stacji/rozdzielni – 864 mln PLN.

11.3. Bezpieczeństwo pracy sieci

Łączne nakłady w tej grupie wynoszą 2 091,1 mln PLN i dzielą się na związane z:
- realizacją strategii zmiany napięcia sieci (likwidacja ograniczeń sieciowych) w zakresie budowy linii – 739,6 mln PLN,
- wzrostem zapotrzebowania w zakresie budowy linii i transformatorów – 621 mln PLN,
- zwiększeniem pewności zasilania (likwidacja ograniczeń sieciowych) w zakresie budowy linii i transformatorów – 327 mln PLN,
- regulacją napięcia i mocy biernej w zakresie instalacji: baterii kondensatorów w stacjach i urządzeń SVC do kompensacji mocy biernej - 185 mln PLN,
- sprzęganiem sieci 400 i 220 kV (likwidacja ograniczeń sieciowych) w zakresie budowy linii i rozdzielni – 218,5 mln PLN.

11.4. Połączenia transgraniczne

W okresie do 2015 r. planowane są prace przygotowawcze dotyczące realizacji inwestycji, po dokonaniu uzgodnień między operatorami krajów sąsiadujących (ukraińskim, białoruskim i niemieckim). Niezależnie od ustaleń stron przy podejmowaniu decyzji o realizacji przedsięwzięć należy uwzględnić następujące aspekty:

1) dla połączeń asynchronicznych są to:
- zapewnienie bezpieczeństwa elektroenergetycznego północno-wschodniej oraz wschodniej części kraju,
- trwający proces budowy jednolitego rynku energii elektrycznej w WE mający na celu: poprawę konkurencyjności, w tym rozszerzenie europejskiego rynku energii o Kraje Bałtyckie (Litwę, Łotwę i Estonię),
- rozkład scenariuszy budowy źródeł generacyjnych w Polsce i krajach sąsiadujących na północ i wschód od Polski,

– dostęp do energii elektrycznej wytwarzanej w krajach sąsiednich niebędących członkami WE,
– zapewnienie dostatecznej przepustowości połączeń na zachodzie kraju przy wzroście możliwości importowych z kierunku wschodniego;

2) dla połączeń synchronicznych są to:
– zapewnienie bezpieczeństwa elektroenergetycznego południowo-zachodniej części kraju,
– rozkład scenariuszy budowy źródeł generacyjnych,
– budowa jednolitego rynku energii WE.

Uzgodnienia międzyoperatorskie umożliwiające przejście do fazy inwestycyjnej budowy połączenia przeprowadzono tylko z Litwą.

11.4.1. Połączenia transgraniczne — asynchroniczne

Nakłady na te połączenia rozdzielono na połączenia z Litwą (krajem członkowskim Wspólnoty Europejskiej) oraz na połączenia z Białorusią i Ukrainą.

Połączenie z Litwą

Finansowanie nakładów na połączenie z Litwą przewiduje się ze środków gromadzonych przez OSP na funduszu celowym tworzonym ze środków finansowych uzyskanych w ramach udostępniania zdolności przesyłowych na istniejących połączeniach transgranicznych, z przychodów taryfowych, a także funduszy pomocowych WE. Łączne nakłady w tej grupie w zakresie budowy stacji/rozdzielni oraz linii wynoszą 2 260,5 mln PLN.

Uruchomienie połączenia 750 kV Polska—Ukraina

Ponowne uruchomienie międzysystemowej linii 750 kV Rzeszów—Chmielnicka jako połączenia asynchronicznego wymaga:
– budowy wstawki przekształtnikowej AC/DC/AC (2*600MW) na dodatkowo zakupionym terenie,
– ustanowienie służebności terenu pod linią (do granicy RP),
– prace liniowe – modernizacja linii 750 kV z dostosowaniem jej do nowych warunków pracy,
– prace stacyjne – rozbudowa i modernizacja istniejącej rozdzielni 750 i 400 kV.

W przedstawionej koncepcji połączenia, szacowane nakłady inwestycyjne będą wynosiły około 920 mln zł, w tym instalacja wstawki (2*600 MW) stanowi kwotę 635 mln zł.

Projekt połączenia Polska—Białoruś

Wykonanie połączenia z systemem białoruskim możliwe jest poprzez wybudowanie nowej 2-torowej linii 400 kV w relacji Narew—Roś z wstawką przekształtnikową AC/DC/AC. Projektowana przepustowość połączenia to 600—1200 MW. Trasa istniejącej (aktualnie wyłączonej) linii 220 kV Białystok (PL)—Roś (BY) możliwa byłaby do wykorzystania dla nowego połączenia asynchronicznego 400 kV stacji Narew z Białorusią. Długość linii w całości ok. 120 km, w tym do granicy z Białorusią ok. 75 km oraz ok. 45 km po stronie białoruskiej.

Wstępne szacunkowe nakłady na budowę połączenia (tj. budowę linii 2-torowej ze stacji Narew do granicy państwa wraz z rozbudową rozdzielni w stacji Narew) szacuje się na kwotę około 300 mln zł. Należy podkreślić, że prowadzona obecnie rozbudowa północno-wschodniej części KSE, umożliwiająca wymianę energii elektrycznej poprzez połączenie Polska—Litwa, w znacznym stopniu zawęża zakres inwestycji sieciowych, a więc także nakładów inwestycyjnych, które należałoby zrealizować/ponieść dla ewentualnego połączenia transgranicznego z Białorusią; szczegółowy zakres inwestycji wymaga przeprowadzenia stosownych analiz systemowych.

Rozpoczęcie prac przygotowawczych w tym studialnych i koncepcyjnych oraz w następnej kolejności realizacji budowy połączenia wymaga szczegółowych uzgodnień z białoruskim operatorem systemu przesyłowego.

Przewiduje się finansowanie połączeń asynchronicznych niebędących członkami WE z kredytów spłacanych przychodami z udostępniania zdolności przesyłowych na danym połączeniu lub z wykorzystaniem środków prywatnych.

11.4.2. Połączenia transgraniczne – synchroniczne

Łączne nakłady w tej grupie wynoszą 430 mln PLN.

Nakłady te w pierwszej kolejności w wysokości 200 mln PLN będą przeznaczone na zwiększenie zdolności przesyłowych na istniejących połączeniach transgranicznych poprzez ograniczenie przepływów karuzelowych (kołowych) z wykorzystaniem planowanych do zainstalowania przesuwników fazowych.

Kolejne zwiększenie zdolności przesyłowych na tym przekroju może zapewnić budowa trzeciego połączenia na granicy Polski z Niemcami. Przeprowadzona wstępna analiza wykonalności pokazała, że budowa linii w rozważanej relacji Plewiska – granica RP kierunek Eisenhuettenstadt jest możliwa do realizacji.

Planowana całkowita długość wyznaczonej trasy linii wyniosła 242 km. Przeprowadzone wstępne szacunki kosztów realizacji inwestycji oszacowano na poziomie 1,15 miliarda złotych. Realizacja inwestycji ze stacji Plewiska uzależniona jest od możliwości wykonania planowanej przebudowy linii wchodzących do tej stacji od strony północnej. W przypadku wystąpienia trudności konieczne będzie wybudowanie nowej stacji 400 kV. Wstępnie zaproponowano dla takiego rozwiązania okolice miejscowości Brzoza. Ocenia się, że do 2015 r. będzie możliwe prowadzenie prac przygotowawczych na sumę około 230 mln zł dla realizacji wymienionej linii w następnym okresie planistycznym.

12. Wnioski

1. Głównym problemem sektora elektroenergetycznego w okresie całego 2007 r. oraz pierwszych trzech kwartałów 2008 r. był widoczny wzrost zapotrzebowania na energię, przy jednoczesnym spadku mocy dyspozycyjnej elektrowni i elektrociepłowni. Spowolnienie gospodarcze, które rozpoczęło się pod koniec 2008 r., odsunęło w czasie zagrożenie wystąpienia w perspektywie krótkoterminowej niedoborów energii elektrycznej.
2. Dostawy energii elektrycznej w latach 2007–2008 nie były zagrożone. W tym samym czasie rezerwy mocy dostępne dla OSP w pierwszym kwartale 2008 r. były niższe niż wymagane, co spowodowane było wydłużeniem kampanii remontowej, wystąpieniem postojów nieplanowanych w elektrowniach, głównie z powodu przyrostu remontów awaryjnych oraz z tytułu warunków eksploatacyjnych. Wystąpiły także ubytki mocy, które wywołane zostały niedostatecznymi zapasami węgla kamiennego w kilku elektrowniach oraz niedotrzymywaniem warunków emisji SO_2, CO_2 i pyłów w niektórych źródłach wytwórczych.
3. W najbliższym okresie, tj. do końca 2015 r., w warunkach ekstremalnych może występować ryzyko okresowych niedoborów energii elektrycznej z powodu obniżenia operacyjnej rezerwy mocy dostępnej dla OSP poniżej poziomu 7%. Krytyczna sytuacja

może wystąpić w okresach nasilonych remontów planowych jednostek wytwórczych oraz w przypadku wystąpienia nietypowych warunków pogodowych, które powodują określone trudności z przesyłaniem energii elektrycznej oraz chłodzeniem jednostek wytwórczych. Ryzyko wystąpienia przerw w dostarczaniu energii elektrycznej dotyczy w szczególności lokalnych obszarów zasilania, które charakteryzują się ponadprzeciętnym wzrostem zapotrzebowania na moc szczytową, leżących w dużych odległościach od systemowych źródeł wytwórczych.

4. Duża koncentracja źródeł wytwórczych w południowej części KSE oraz ich niedobór w części północnej powodują konieczność przesyłania energii na duże odległości. W okresie możliwego deficytu mocy dyspozycyjnej sytuacja ta spowoduje potrzebę uwzględniania jego w zarządzaniu pracą sieci przesyłowych i dystrybucyjnych. Aby uniknąć ryzyka przerw w dostawach energii elektrycznej, konieczne jest przyspieszenie procesów inwestycyjnych prowadzonych przez przedsiębiorstwa sieciowe w północno-wschodniej oraz północnej części KSE.

5. W celu zapewnienia bezpieczeństwa dostarczania energii elektrycznej w okresie do 2015 r., planowanym inwestycjom w nowe moce wytwórcze musi towarzyszyć skoordynowany rozwój inwestycji sieciowych, w tym połączeń międzysystemowych oraz linii przesyłowych, zwiększających możliwości importu energii z innych systemów elektroenergetycznych UE oraz krajów trzecich.

6. Zbyt małe przydziały bezpłatnych uprawnień do emisji CO_2 spowodowały w okresie 2007–2008 konieczność ich zakupu na rynku uprawnień, co wpłynęło na wzrost kosztów wytwarzania energii elektrycznej, cen energii elektrycznej dla odbiorców oraz ograniczenie możliwości finansowania inwestycji. W okresie rozliczeniowym 2008–2012 także może ujawnić się niedobór uprawnień do emisji CO_2. W dłuższej perspektywie, stan taki może doprowadzić również do zmniejszania wytwarzania energii elektrycznej.

7. Prowadzone przez elektrownie i elektrociepłownie modernizacje bloków energetycznych, budowa nowych instalacji odsiarczania i odpylania spalin, a także zastosowanie technologii współspalania biomasy z paliwami kopalnymi pozwoliły na ograniczenie emisji zanieczyszczeń do powietrza, w dużej mierze emisji pyłu i SO_2. Istnieje jednak obawa, że Polska nie wywiąże się z unijnych zobowiązań dotyczących zmniejszenia negatywnego oddziaływania energetyki na środowisko. Konieczne będzie stosowanie nowych rozwiązań technologicznych, w tym czystych technologii węglowych, oraz zmiana struktury nośników energii pierwotnej na mniej emisyjne.

8. W obecnej sytuacji wskaźnik stanu zapasów paliw stałych jest na poziomie zapewniającym zachowanie bezpieczeństwa energetycznego państwa. W sytuacji gwałtownego wzrostu popytu na węgiel kamienny, wywołanego powrotem dobrej koniunktury gospodarczej na świecie, może wystąpić wzrost eksportu powodujący wzrost cen węgla oraz zmniejszający dostępność węgla dla odbiorców krajowych. Niezbędne jest zatem monitorowanie bieżącego stanu zapasów w poszczególnych przedsiębiorstwach oraz egzekwowanie od przedsiębiorstw przepisów prawa w zakresie wymaganych wielkości zapasów paliw.

9. Wypracowany przez sektor energetyki w 2008 r. zysk na działalności energetycznej w wysokości ponad 5 mld PLN był niższy o około 5 % w stosunku do 2007 r. Nastąpił wyraźny wzrost wartości obrotów, niezwiązany ze wzrostem produkcji energii, lecz ze strukturą przedsiębiorstw energetycznych, który wpłynął na zmniejszenie wskaźnika rentowności sektora elektroenergetycznego w stosunku do 2007 r.

10. W 2008 r. nastąpił wyraźny wzrost cen na hurtowym rynku energii elektrycznej, wskutek wzrostu kosztów wytwarzania, w tym przede wszystkim cen węgla, jak również brakujących uprawnień do emisji CO_2. Wzrost cen energii elektrycznej na rynku hurtowym może także wynikać ze zmienionej struktury przedsiębiorstw energetycznych. Bardzo silnie wzrosły ceny sprzedaży na rynku giełdowym i ukształtowały się na poziomie zbliżonym już do cen na giełdach w innych krajach.

11. Zwolnienie przedsiębiorstw obrotu z obowiązku przedstawiania do zatwierdzania Prezesowi URE taryf na energię elektryczną dla odbiorców komercyjnych i pozostawienie zatwierdzania taryf na energię dla gospodarstw domowych spowodowało gwałtowny wzrost cen energii elektrycznej dla odbiorców przemysłowych. Wystąpiło także skrośne subsydiowanie gospodarstw domowych przez odbiorców przemysłowych, co zniekształciło sygnały cenowe płynące z rynku konkurencyjnego.

12. Mała różnorodność cenowa powodowana utrzymaniem zatwierdzania taryf dla gospodarstw domowych oraz brak aktywności i wiedzy odbiorców to główne przyczyny niskiego udziału odbiorców korzystających z zasady TPA w strukturze zakupu energii elektrycznej przez odbiorców końcowych.

13. Ceny energii elektrycznej w Polsce są znacznie wyższe od cen pozostałych nośników energii. Podatki w Polsce stanowią blisko 25 % ceny energii elektrycznej dla gospodarstw domowych i 7,6 % dla odbiorców przemysłowych, przy średniej dla krajów UE odpowiednio wynoszącej 20 % dla gospodarstw domowych i 4,6 % dla przemysłu.

14. Prognoza rozwoju sektora energetycznego wskazuje, że zapotrzebowanie na finalną energię elektryczną będzie wzrastać w okresie do 2030 r. ze średnim tempem 2 % rocznie i osiągnie w 2030 r. wartość ok. 172 TWh. Zapotrzebowanie na energię elektryczną brutto wyniesie ok. 217 TWh.

15. W perspektywie do końca 2015 r. powinno powstać w Polsce ok. 10 000 MW brutto w elektrowniach konwencjonalnych. Jak wynika z długoterminowych strategii rozwoju, opracowanych przez przedsiębiorstwa energetyczne, planowane są budowy nowych mocy wytwórczych w wysokości 32 402 MW nowych mocy brutto w elektrowniach konwencjonalnych do 2030 r., z czego 10 004 MW miałoby powstać do końca 2015 r. Jeżeli planowane inwestycje nie zostaną zrealizowane, to może pojawić się ryzyko dla ciągłości dostaw energii elektrycznej.

16. Niezbędne jest podjęcie działań przez PSE Operator S.A. zmierzających do jak najszybszego uruchomienia interwencyjnych źródeł wytwórczych, przeprowadzenia przetargów na rezerwę operacyjną mocy oraz instalacji kolejnych źródeł mocy biernej.