



MAKAL LONG-TERM POWER GENERATION SCENARIOS FOR POLAND: INCREASING THE SHARE OF RENEWABLE ENERGY SOURCES BY 2040

dr inż. Marcin Jaskólski, dr hab. inż. Paweł Bućko

Konferencja Rynek Energii Elektrycznej REE 2015, Kazimierz Dolny, 11-13 maja 2015 r.



Plan prezentacji

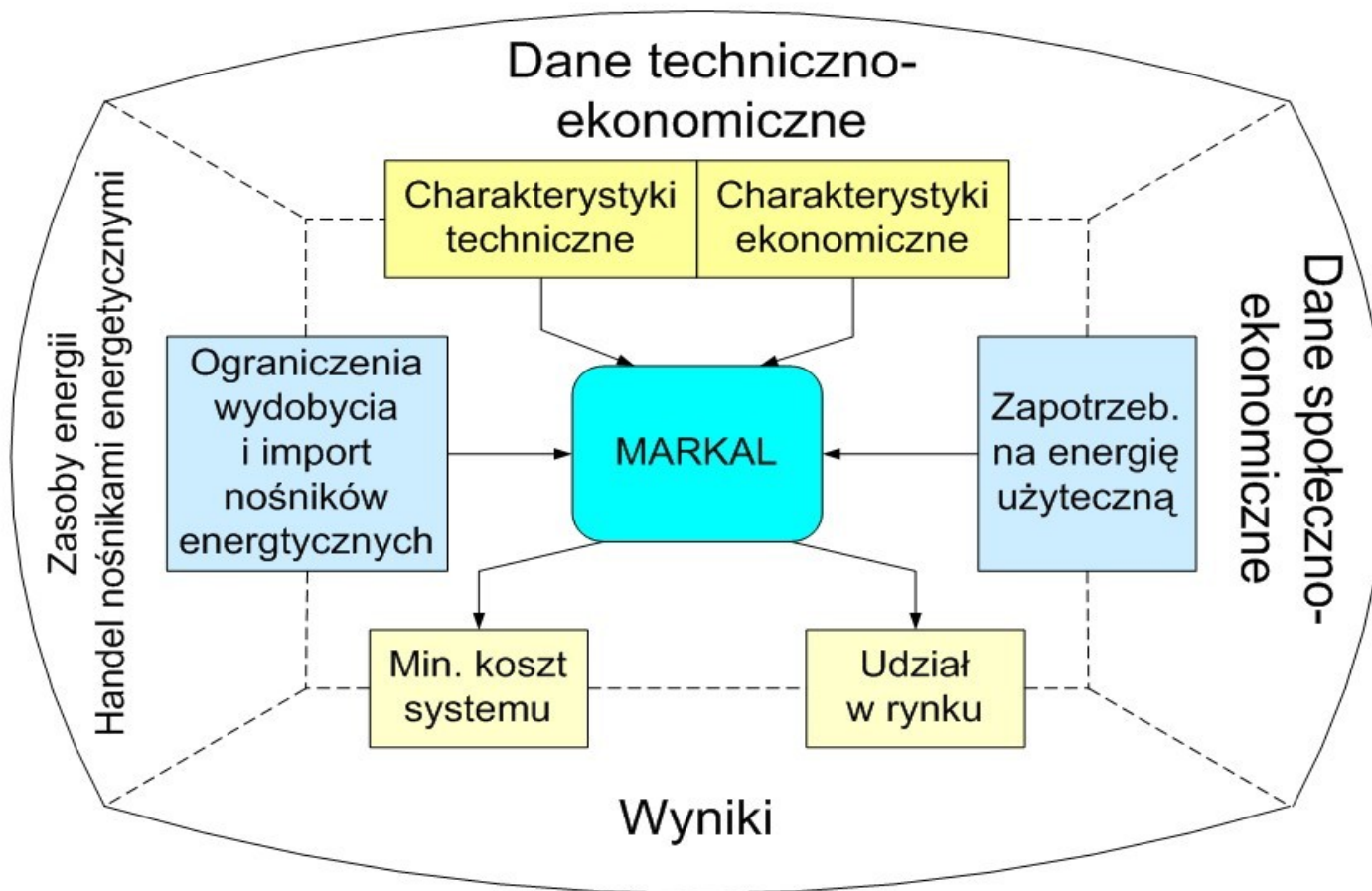
- Omówienie podstawowych założeń analizy
- Przedstawienie wariantów obliczeń
- Analiza rezultatów



Podstawowe założenia (1)

- Model MARKAL-PL, oparty na strukturze matematycznej pakietu optymalizacyjnego MARKAL (ang. MARKet ALlocation),
- Kryterium optymalizacji →
Minimum kosztów systemu energetycznego,
- Horyzont czasowy podzielony na pięcioletnie okresy.

MARKAL (MARKet ALlocation)



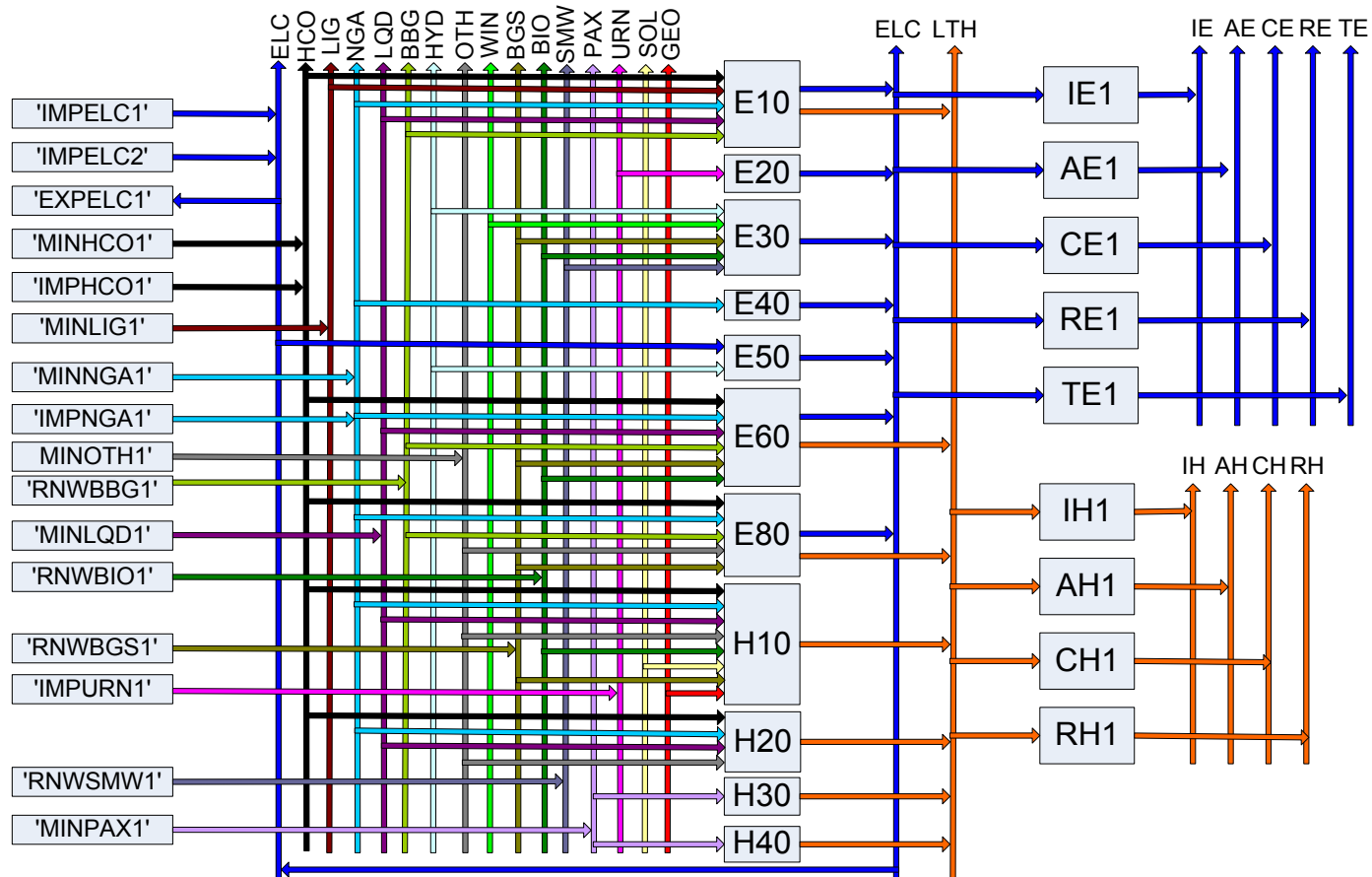


Podstawowe założenia (2)

- Model uwzględnia mechanizmy promowania OZE (w tym współczynniki korekcyjne) i wysokosprawnej kogeneracji
- Uwzględniono także mechanizmy ograniczania emisji dwutlenku węgla, tlenków siarki i tlenków azotu

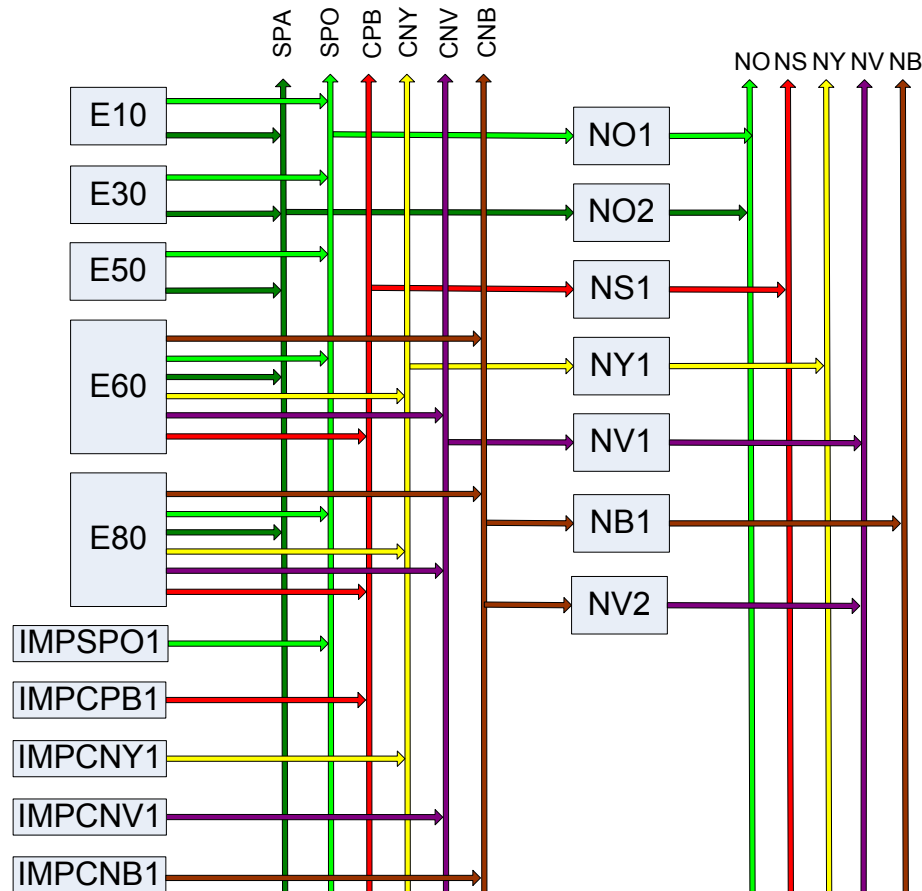


Reference Energy System (RES)





Mechanizmy promowania - model





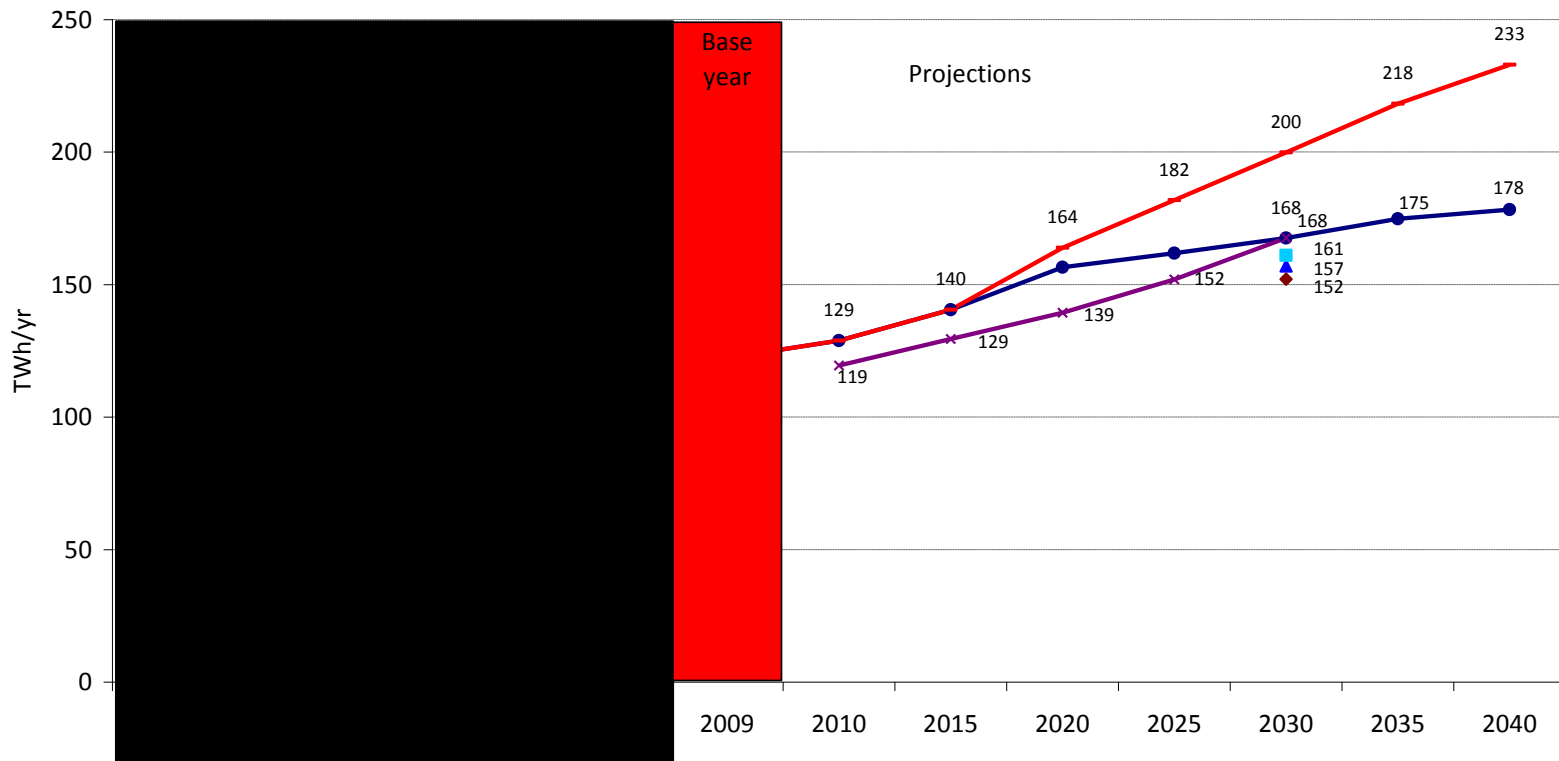
Baza danych technologii

MARKAL name	Technology name	First year available	Technical lifetime	Availability factor	Electric efficiency	Contribution to peak load.	Power to heat ratio
		-	a	-	%	-	-
'E1A'	Hard coal IGCC	2015	50	0.90	43%	0.90	-
'E1B'	Lignite PC	2010	50	0.90	43%	0.90	-
'E1D'	Hard coal IGCC with CCS	2020	35	0.90	38%	0.90	-
'E1E'	Hard coal PC with CCS	2020	50	0.90	37%	0.90	-
'E2A'	Nuclear PWR	2030	60	0.83	35%	0.90	-
'E3A'	Wind onshore/inland	2010	25	-	-	0.23	-
'E3B'	Wind offshore	2020	25	-	-	0.43	-
'E3C'	Solar PV	2015	30	-	-	0.00	-
'E3D'	Biomass IGCC	2015	20	0.83	44%	0.90	-
'E3E'	Biomass GTCC IGCC	2020	35	0.83	58%	0.90	-
'E3F'	Biomass GTCC IGCC with CCS	2030	35	0.83	34%	0.90	-
'E3G'	Biomass IGCC with CCS	2020	20	0.83	32%	0.90	-
'E3H'	Biogas engine	2015	20	0.57	27%	0.90	-
'E3J'	Municipal waste CCGT	2015	30	0.52	28%	1.00	-
'E4A'	Natural gas peak plants	2015	35	-	38%	0.90	-
'E4B'	Natural gas CCGT	2015	35	0.83	55%	0.90	-
'E4E'	Natural gas fuel cells	2020	25	0.50	40%	0.90	-
'E6A'	Hard coal CHP	2015	20	0.44	11%	0.50	0.20
'E6B'	Natural gas CHP	2015	20	0.67	27%	0.50	0.51
'E6C'	Biomass CHP	2015	20	0.55	16%	0.50	0.27
'E6D'	Biogas CHP	2015	20	0.46	35%	0.50	0.90
'E6E'	Natural gas fuel cell CHP	2020	20	0.90	49%	0.90	2.46
'E6F'	Natural gas microturbine CHP	2015	20	0.70	33%	0.50	0.70



Prognoza zapotrzebowania na energię

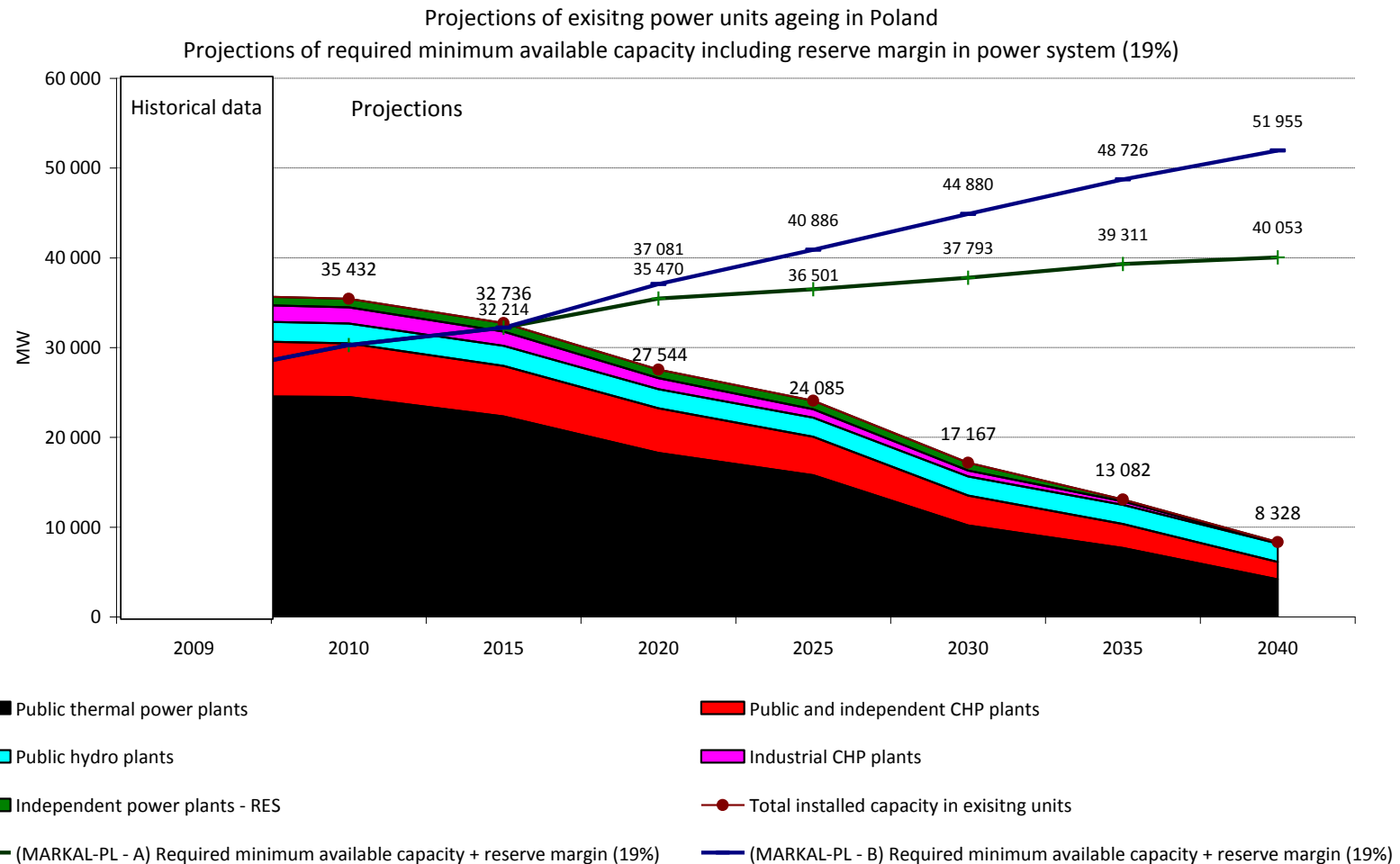
Projections of final electricity demand



● (MARKAL-PL - A) Final demand — (MARKAL-PL - B) Final demand × (MG PEP2030, 2011) Final demand
▲ (Raport 2050 - Reference) Final demand ■ (Raport 2050 - Transport) Final demand ◆ (Raport 2050 - Effective) Final demand



Prognoza wycofywania mocy zainst.





Warianty obliczeń – udział OZE

Obowiązkowy udział energii elektrycznej z OZE w sprzedaży energii elektrycznej odbiorcom końcowym

Case	2009	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
FRS	8.7%	10.4%	14.0%	19.0%	25.0%	30.0%	35.0%	40.0%
NFS	8.7%	10.4%	14.0%	19.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%

FRS – Further RES Support, NFS – No Further RES Support

Jaki jest wpływ mechanizmów promowania OZE na strukturę wytwarzania energii elektrycznej?



Opłata zastępcza

Prognoza stawki opłaty zastępczej dla świadectw pochodzenia energii elektrycznej z OZE wg prognozy średniej ceny energii elektrycznej

Wyszczególnienie [PLN (2009)/ MWh]	2009	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Stawka opłaty zastępczej	240	279	273	294	316	340	365	393
Średnia cena energii elektrycznej	197	199	209	224	241	259	279	300

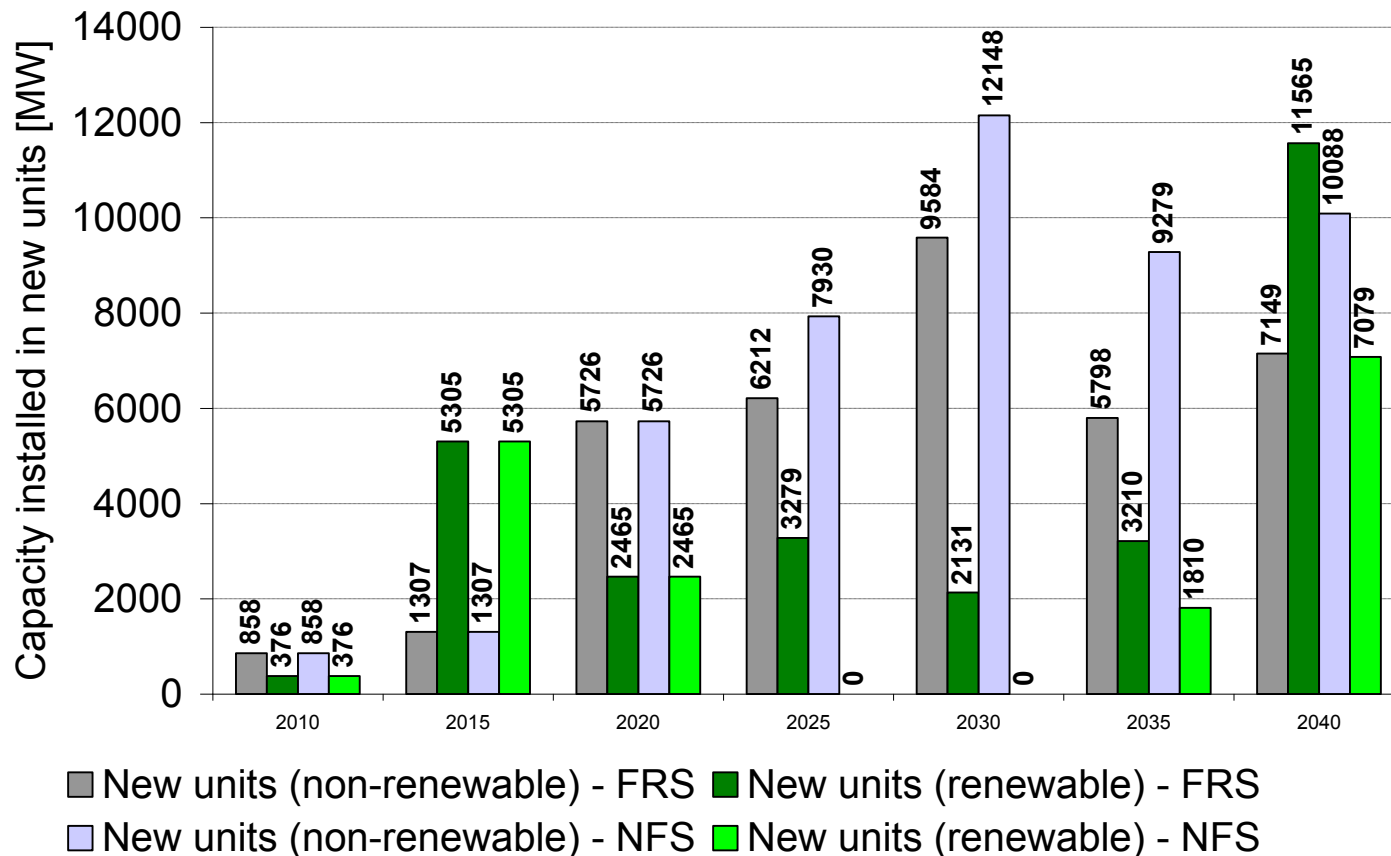


Współczynniki korekcyjne

Technology-specific coefficients	2009	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Agricultural biogas 0,2-0,5 MW	1.00	1.00	1.47	1.32	1.32	1.32	1.32	1.32
Agricultural biogas 0,5-1,0 MW	1.00	1.00	1.42	1.27	1.27	1.27	1.27	1.27
Agricultural biogas > 1,0 MW	1.00	1.00	1.37	1.26	1.26	1.26	1.26	1.26
Biogas from sewage treatment plant and landfill biogas	1.00	1.00	0.72	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60
Biomass < 10 MW	1.00	1.00	1.27	1.15	1.15	1.15	1.15	1.15
Biomass > 10 MW	1.00	1.00	1.03	0.93	0.93	0.93	0.93	0.93
Co-combustion of biomass and fossil fuels	1.00	1.00	0.25	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Solar energy	1.00	1.00	2.32	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00
Inland/onshore wind power 0,2-0,5 MW	1.00	1.00	1.18	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04
Inland/onshore wind power > 0,5 MW	1.00	1.00	0.88	0.74	0.74	0.74	0.74	0.74
Offshore wind power	1.00	1.00	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80	1.80
Hydro power 0,075-1 MW	1.00	1.00	1.58	1.45	1.45	1.45	1.45	1.45
Hydro power 5-20 MW	1.00	1.00	1.97	1.82	1.82	1.82	1.82	1.82
Hydro power > 20 MW	1.00	1.00	2.25	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00



Propozycje nowych mocy





Nakłady inwestycyjne

10 ⁹ PLN(2009) {1 EUR = 4 PLN}	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	TOTAL
New investments (non-renewable) - FRS	13.1	15.6	54.3	59.2	135.7	57.7	94.3	429.8
New investments (renewable) - FRS	3.9	56.3	37.4	40.2	34.6	52.1	131.6	356.1
New investments (TOTAL) - FRS	16.9	71.9	91.7	99.3	170.3	109.8	225.9	785.8
New investments (non-renewable) - NFS	13.1	15.6	54.3	76.2	144.7	118.7	120.5	543.1
New investments (renewable) - NFS	3.9	56.3	37.4	0.0	0.0	18.5	72.5	188.7
New investments (TOTAL) - NFS	16.9	71.9	91.7	76.2	144.7	137.3	193.1	731.8
FRS - NFS difference (non-renewable)	0.0	0.0	0.0	-17.0	-9.1	-61.1	-26.2	-113.3
FRS - NFS difference (renewable)	0.0	0.0	0.0	40.2	34.6	33.6	59.1	167.4
FRS - NFS difference (TOTAL)	0.0	0.0	0.0	23.2	25.5	-27.5	32.9	54.1



Moc zainstalowana i roczna produkcja

Installed capacity [GW]	2009	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Non-renewable technologies (FRS)	34.1	34.5	33.1	33.7	36.5	39.2	41.1	42.8
Renewable technologies (FRS)	1.8	2.2	7.5	9.9	13.1	15.2	17.0	22.6
TOTAL (FRS)	35.9	36.7	40.6	43.6	49.6	54.4	58.2	65.4
Non-renewable technologies (NFS)	34.1	34.5	33.1	33.7	38.2	43.5	48.9	53.5
Renewable technologies (NFS)	1.8	2.2	7.5	9.9	9.9	9.8	10.2	11.3
TOTAL (NFS)	35.9	36.7	40.6	43.6	48.1	53.3	59.1	64.9
Annual electricity production [TWh/yr]	2009	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Non-renewable technologies (FRS)	147.8	157.5	155.2	165.1	171.5	179.2	184.1	183.7
Renewable technologies (FRS)	4.0	4.9	17.3	33.3	47.1	61.3	76.5	96.2
TOTAL (FRS)	151.8	162.5	172.5	198.4	218.6	240.5	260.6	279.9
Non-renewable technologies (NFS)	147.8	157.5	155.2	165.1	186.3	211.2	232.7	260.1
Renewable technologies (NFS)	4.0	4.9	17.3	33.3	33.4	31.5	31.1	23.3
TOTAL (NFS)	151.8	162.5	172.5	198.4	219.7	242.7	263.9	283.3



Bilans energii elektrycznej z OZE

The share of electricity from renewable power technologies (excl. biomass and coal co-firing)	2009	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Further Res Support (FRS)	2.6%	3.0%	10.0%	16.8%	21.5%	25.5%	29.3%	34.4%
No Further res Support (NFS)	2.6%	3.0%	10.0%	16.8%	15.2%	13.0%	11.8%	8.2%

Green certificates [TWh/yr]	2009	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Coal & biomass co-combustion	3.9	4.3	1.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Hydro power	2.4	2.5	5.3	4.6	4.8	4.8	4.8	4.6
Wind power inland/onshore	1.1	1.9	10.6	8.9	10.1	10.0	8.6	15.3
Biomass and biogas (dedicated)	0.6	0.6	3.6	21.9	35.8	52.2	71.7	84.1
Solar PV	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Total amount of RES-E in certificates	7.9	9.3	20.7	35.4	50.7	67.0	85.2	104.0
RES-E (certificates) share in final electricity demand (excluding buy-out fees)	5.8%	6.4%	13.1%	19.3%	25.0%	30.0%	35.0%	40.0%



Struktura wytwarzania energii elektr.

FRS [TWh/yr]	2009	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Coal	116.4	126.2	118.8	117.5	150.0	140.5	145.6	143.5
Nuclear	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	18.4	18.4	20.4
Renewable	1.9	2.8	14.6	27.0	28.7	44.0	63.8	88.1
Natural gas	0.0	0.0	4.8	22.3	0.0	1.1	1.6	2.2
Hydro (incl. storage)	2.7	2.7	2.6	2.4	2.3	2.8	2.8	2.7
CHP (incl. renewable)	30.8	30.8	31.7	29.2	37.6	33.6	28.2	22.9
NFS [TWh/yr]	2009	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Coal	116.4	126.2	118.8	117.5	164.7	179.7	185.6	203.6
Nuclear	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	9.2	21.8	30.7
Renewable	1.9	2.8	14.6	27.0	27.1	25.1	27.1	21.5
Natural gas	0.0	0.0	4.8	22.3	0.0	1.1	1.6	2.2
Hydro (incl. storage)	2.7	2.7	2.6	2.4	2.3	2.8	2.8	2.5
CHP (incl. renewable)	30.8	30.8	31.7	29.2	25.6	24.8	24.9	23.0



Podsumowanie

- MARKAL – dobre narzędzia z punktu widzenia opisu systemu energetycznego i zarządzania dużymi ilościami danych
- Ograniczenia:
 - Brak uwzględnienia niepewności
 - Zwycięzca bierze wszystko (programowanie liniowe)
 - Model nie oblicza ceny energii elektrycznej (posługuje się kosztem krańcowym)



Pytania od recenzentów:

- "Mapa drogowa" KE obliguje do analizy perspektywy do roku 2050; czy Autorzy zamierzają wydłużyć horyzont poza rok 2040?
- Czy zamierzone jest rozszerzenie analiz na inne modele, np. z rodziny ADAM (ADaptation And Mitigation)?
- Jak przedstawiona strategia traktuje wymuszenia, wynikające z dynamiki rozwoju źródeł „intermittent”?



Dziękuję za uwagę!

Marcin Jaskólski, marcin.jaskolski@pg.gda.pl

Paweł Bućko, pawel.bucko@pg.gda.pl