

KOSZTY WYTWARZANIA ENERGII ELEKTRYCZNEJ I CIEPŁA WEDŁUG UNII EUROPEJSKIEJ

Autorzy: Józef Paska, Mariusz Sałek, Tomasz Surma

(„Rynek Energii” – nr 4/2010)

Słowa kluczowe: energia elektryczna i ciepło, Unia Europejska, koszty wytwarzania, metodyka

Streszczenie: Przy obliczaniu kosztów wytwarzania energii elektrycznej i/lub ciepła wyznacza się jednostkowy koszt produkcji. Są stosowane różne zależności, niemniej jednak pewne założenia metodyczne są wspólne: należy uwzględnić cały okres „życia” obiektu, obejmujący czas budowy i eksploatacji; koszty powinny obejmować całość poniesionych nakładów inwestycyjnych (oraz ewentualne koszty związane z likwidacją obiektu) i kosztów eksploatacyjnych wraz z kosztami oddziaływania na środowisko; wszystkie wartości, nakładów, kosztów, efektów produkcyjnych powinny zostać sprowadzone do wspólnego momentu czasowego z wykorzystaniem rachunku dyskonta. W artykule przedstawiono metodykę, założenia i wyniki analizy kosztów wytwarzania energii elektrycznej i ciepła, wykonanej na potrzeby Komisji Europejskiej, wraz z próbą ich oceny.

1. WSTĘP

W końcu 2008 roku Komisja Europejska opublikowała „Second Strategic Energy Review - An EU Energy Security and Solidarity Action Plan”. Jeden z dokumentów roboczych towarzyszących nosił tytuł: “Energy Sources, Production Costs and Performance of Technologies for Power Generation, Heating and Transport”. Zawiera on analizę porównawczą źródeł energii, kosztów wytwarzania i właściwości technologii wytwarzania energii elektrycznej, ciepła i paliw napędowych dla transportu. W Polsce nie wydaje się on być bliżej znany.

2. METODYKA OBLICZANIA KOSZTÓW WYTWARZANIA ENERGII ELEKTRYCZNEJ I/LUB CIEPŁA

Przy obliczaniu kosztów wytwarzania energii elektrycznej i/lub ciepła wyznacza się jednostkowy koszt produkcji. Są stosowane różne zależności, niemniej jednak pewne założenia metodyczne są wspólne [1, 3, 4, 6]: należy uwzględnić cały okres „życia” obiektu, obejmujący czas budowy i eksploatacji; koszty powinny obejmować całość poniesionych nakładów inwestycyjnych (oraz ewentualne koszty związane z likwidacją obiektu) i kosztów eksploatacyjnych wraz z kosztami oddziaływania na środowisko; wszystkie wartości, nakładów, kosztów, efektów produkcyjnych powinny zostać sprowadzone do wspólnego momentu czasowego z wykorzystaniem rachunku dyskonta.

W dalszej części artykułu zaprezentowano, z wielu możliwych, trzy podejścia, pozwalające wyznaczyć jednostkowy koszt wytwarzania energii elektrycznej i/lub ciepła.

Długookresowy jednostkowy koszt produkcji

Rozwinięty wzór na **długookresowy jednostkowy koszt produkcji** w obiektach projektowanych ma postać [3]:

$$k_j = \frac{\sum_{t=0}^n I_t a_t + \sum_{t=0}^n K_t a_t - WM_N a_n}{\sum_{t=0}^n A_t a_t}, \quad (1)$$

przy czym:

$$a_t = \frac{1}{(1+p)^t}, \quad a_n = \frac{1}{(1+p)^n}, \quad (2)$$

gdzie: n - okres analizy, obejmujący okres budowy (b lat) i eksploatacji (N , np. 30 lat) obiektu; I_t - nakłady inwestycyjne w roku t analizy; K_t - bieżące koszty eksploatacji obiektu w roku t ; WM_N - wartość niezamortyzowanego majątku trwałego w N -tym roku eksploatacji (końcowa wartość majątku trwałego); A_t - energia wytworzona w roku t ; „0” - rok zerowy: rok pierwszego wydatku; a_t - współczynnik dyskontowy przy założeniu dyskontowania na rok zerowy; p - stopa dyskonta (dyskontowa).

Metoda UNIPED

W metodyce UNIPED zdyskontowany jednostkowy koszt wytwarzania wyraża się zależnością [3]:

$$k_j = \frac{I_{[0]} + \sum_{t=1}^N \frac{KU_t + A_t k_{pt}}{(1+p)^t}}{\sum_{t=1}^N \frac{P_t T_t}{(1+p)^t}} = \frac{\sum_{t=-b+1}^0 \frac{I_t}{(1+p)^t} + \sum_{t=1}^N \frac{KU_t + A_t k_{pt}}{(1+p)^t}}{\sum_{t=1}^N \frac{P_t T_t}{(1+p)^t}} \quad (3)$$

gdzie: $I_{[0]}$ - nakłady inwestycyjne z uwzględnieniem zamrożenia w okresie budowy elektrowni, N - okres „życia” (eksploatacji) elektrowni, KU_t - koszty utrzymania i remontów w roku t , A_t - ilość energii elektrycznej wyprodukowanej w roku t ($A_t = P_t T_t$), k_{pt} - koszt paliwa zużytego na wytworzenie jednostki energii, p - stopa dyskonta, P_t - moc zainstalowana elektrowni w roku t , T_t - czas wykorzystania mocy zainstalowanej w roku t , „0” - rok zerowy: rok poprzedzający rozpoczęcie eksploatacji obiektu (ostatni rok budowy).

Przy założeniu stałej mocy zainstalowanej, $P_t = \text{const.} = P$, i oznaczeniu:

$$\sum_{t=1}^N \frac{P_t T_t}{(1+p)^t} = P \sum_{t=1}^N \frac{T_t}{(1+p)^t} = P T_i \quad (4)$$

otrzymuje się

$$k_j = \frac{I_{[0]} + \sum_{t=1}^N \frac{KU_t + A_t k_{pt}}{(1+p)^t}}{P T_i} \quad (5)$$

Wszystkie wartości są odnoszone do mocy zainstalowanej netto (MW) lub energii wytwarzanej netto (MWh).

Metoda zastosowana przez UE

W opracowaniu “Energy Sources, Production Costs and Performance of Technologies for Power Generation, Heating and Transport” [1] Komisja Europejska zastosowała podobne do opisanych wyżej podejście, polegające na wyznaczeniu jednostkowego równoważnego kosztu wytwarzania energii elektrycznej lub ciepła, z następujących zależności:

$$COE = \frac{SCI \cdot (1 + IDC) \cdot CRF}{8760 \cdot LF} + \frac{FOM}{8760 \cdot LF} + \quad (6)$$

$$+ VOM + FC + CC + CTS$$

$$COH = \frac{SCI \cdot CRF}{8760 \cdot LF} + RCH = \quad (7)$$

$$= \frac{SCI \cdot CRF}{8760 \cdot LF} - \frac{FOM}{8760 \cdot LF} + VOM + FC$$

gdzie: COE – jednostkowy równoważny koszt wytwarzania energii elektrycznej, w €/ (MW·h); COH – jednostkowy równoważny koszt wytwarzania ciepła, w €/toe; SCI – jednostkowe nakłady inwestycyjne na obiekt wytwórczy, w €/MW lub w €/toe; IDC – oprocentowanie nakładów inwestycyjnych w czasie budowy obiektu; CRF – rata kapitałowa (stopa zwrotu kapitału); LF – roczny stopień wykorzystania zdolności wytwórczej obiektu; FOM – równoważne roczne stałe koszty eksploatacyjne, w €/MW lub w €/toe; VOM – równoważne jednostkowe koszty eksploatacyjne zmienne, w €/ (MW·h) lub w €/toe; FC – równoważne jednostkowe koszty paliwa, w €/ (MW·h) lub w €/toe; CC – równoważne jednostkowe koszty emisji CO₂, w €/ (MW·h); CTS – równoważne jednostkowe koszty transportu i składowania wychwyconego CO₂, w €/ (MW·h).

Wszystkie wartości są odnoszone do mocy zainstalowanej netto w MW lub energii wytwarzanej netto w MWh. Oprocentowanie nakładów inwestycyjnych jest obliczane z uwzględnieniem czasu budowy obiektu i rozkładu nakładów inwestycyjnych podczas budowy, zaś rata kapitałowa – okresu życia obiektu.

$$IDC = \sum_{k=1}^{CT} W_k (1 + r)^{CT-(k-1)} - 1, \quad (8)$$

$$CRF = \frac{d \cdot (1 + d)^n}{(1 + d)^n - 1}$$

gdzie: CT – czas budowy obiektu, W_k – względne nakłady inwestycyjne poniesione w roku k , r – stopa oprocentowania, CRF – rata kapitałowa, d – rzeczywista (realna) stopa dyskonta, n – czas życia obiektu.

3. PODSTAWOWE DANE I KOSZTY WYTWARZANIA WG UE

W tabelach 1 – 5 zestawiono podstawowe dane i wyniki analizy z opracowania UE [1].

W obliczeniach COE z tabeli 2 przyjęto:

- Dla większości technologii $LF = 0,85$; za wyjątkiem:
 - systemy fotowoltaiczne – 0,11;
 - systemy heliotermiczne – 0,41;
 - elektrownie wiatrowe na lądzie – 0,23;
 - elektrownie wiatrowe na morzu – 0,39;
 - duże elektrownie wodne – 0,5;
 - małe elektrownie wodne – 0,57.
- Dla wszystkich rozpatrywanych technologii wytwarzania $r = 0,1$ (10%) oraz $d = 0,1$ (10%).
- Koszty operacyjne stałe FOM obejmują koszty utrzymania (remonty), liczone jako proporcjonalne do nakładów inwestycyjnych; koszty wynagrodzeń, liczone przy założeniu rocznego wynagrodzenia 55 tys. € i określonej liczby zatrudnionych; oraz narzuty w wysokości 30% wynagrodzeń. Uwzględniono zmiany FOM w okresie analizy – wartości roczne zdyskontowano a następnie pomnożono przez CRF . Koszty operacyjne zmienne VOM obejmują materiały eksploatacyjne, chemikalia, energię zużywaną na potrzeby własne itp.

Koszty paliwa FC obliczano dla dwóch scenariuszy wzrostu cen (umiarkowanego i wysokiego). W przypadku

Tabela 1a
Charakterystyka wybranych technologii wytwarzania energii elektrycznej [1, 2]

Technologia	Moc jednostek, MW	Sprawność netto, %		Czas budowy, lat	Czas eksploatacji, lat	Jednostkowe nakłady inwestycyjne ¹ , € ₂₀₀₅ /kW	Koszty utrzymania i remontów (VOM + FOM), € ₂₀₀₅ /kW	Emisja gazów cieplarnianych (GHG), kg CO ₂ /(MWh)		
		w 2007 ² r.	w 2030 r.					bezpośrednia	pośrednia	całkowita ³
Generacja scentralizowana										
Elektrownie z turbinami gazowymi ⁴	250	38	45	1	25	200÷400	6÷13	530	110	640
Elektrownie gazowo-parowe	650	58	65	3	25	480÷730	19÷26	350	70	420
Jw. z CCS ⁵	550	49	55	4	25	1000÷1300	37÷44	60	85	145
Elektrownie na węglu kamiennym z kotłami pyłowymi	800 ⁶	47	54	3	40	1000÷1440	50÷67	725	95	820
Jw. z CCS	500	35	42	4	40	1700÷2700	76÷101	145	125	270
Elektrownie na węglu kamiennym z kotłami fluidalnymi	300	40	50	3	40	1250÷1500	62÷71	850	110	960
Elektrownie gazowo-parowe zintegrowane ze zgazowaniem węgla	675	45	57	4	40	1400÷1650	61÷79	755	100	855
Jw. z CCS	600	35	47	4	40	1700÷2400	74÷95	145	125	270
Elektrownie jądrowe	1600	35	36	6	40	1970÷3380	74÷107	0	15	15
Duże elektrownie wodne	75÷250	85	95	4	50	1230÷4500	40÷75	0	6	6
Generacja rozproszona										
Agregaty z silnikami Diesla	5+10000 kW	45	48	1	25	550+1350	29÷63	595	95	690
Małe elektrownie wodne	< 5 (10)	80	90	3	50	2500+6600	85÷130	0	6	6

¹ W cenach roku 2005.

² Dla instalacji z CCS dla roku 2015.

³ Emisja określona z uwzględnieniem całego cyklu „życia” obiektu (LCA – Life Cycle Assessment) [5].

⁴ Pracujące jako podstawowe.

⁵ Przewidywane do uruchomienia w roku 2015.

⁶ Bloki na parametry nadkrytyczne.

Tabela 1b
Charakterystyka wybranych technologii wytwarzania energii elektrycznej [1, 2]

Technologia	Moc jednostek, MW	Sprawność netto, %		Czas budowy, lat	Czas eksploatacji, lat	Jednostkowe nakłady inwestycyjne ⁷ , € ₂₀₀₅ /kW	Koszty utrzymania i remontów (VOM + FOM), € ₂₀₀₅ /kW	Emisja gazów cieplarnianych (GHG), kg CO ₂ /(MWh)		
		w 2007 ⁸ r.	w 2030 r.					bezpośrednia	pośrednia	całkowita ⁹
Systemy fotowoltaiczne	1+100 kW ⁺¹⁰	10	20	0	25	4100+6900	72÷114	0	45	45
Systemy heliologiczne ¹¹	–10	40	45	2	40	4000+6000	111÷121	120	15	135
Elektrownie wiatrowe na lądzie	3+100	40	45	1	20	1000+1370	33÷42	0	11	11
Elektrownie wiatrowe na morzu	100+300	45	50	2	20	1750+2750	71÷105	0	14	14
Elektrownie na biomasę	–5	22	26	2	30	2900+5080	124÷292	6	15÷36	21÷42
Elektrownie biogazowe	300 kW	29	33	1	25	2960+5790	237÷334	5	1÷240	6÷245
Elektrownie na biogaz składowiskowy	4,4	34	36	1	25	1400÷2000	199÷211	?	?	?

⁷ W cenach roku 2005.

⁸ Dla instalacji z CCS dla roku 2015.

⁹ Emisja określona z uwzględnieniem całego cyklu „życia” obiektu (LCA – Life Cycle Assessment) [5].

¹⁰ I więcej – budowane są również systemy fotowoltaiczne o mocach 10 i więcej MW.

¹¹ Układ hybrydowy z kotłem gazowym.

Tabela 2
Koszty wytwarzania energii elektrycznej [1]

Źródło (nośnik) energii pierwotnej	Technologia pozyskiwania energii	Jednostkowe koszty wytwarzania energii elektrycznej ¹² , € ₂₀₀₅ /(MWh)						Wrażliwość na zmianę cen paliw*
		w 2007 r.		w 2020 r.		w 2030 r.		
		S 1 ¹³	S 2 ¹⁴	S 1	S 2	S 1	S 2	
Gaz ziemny	Elektrownie z turbinami gazowymi (GT)	65+75	80+90	90+95	145+155	90+100	160+165	Bardzo wysoka
	Elektrownie gazowo - parowe (CCGT)	50+60	60+70	65+75	105+115	70+80	115+125	Bardzo wysoka
	CCGT z instalacją wychwytywania i składowania CO ₂ (CCS)	-		85+95	130+140	80+90	140+150	Bardzo wysoka
Ropa naftowa	Agregaty z silnikami Diesla	100+125	125+145	140+165	200+220	140+160	230+250	Bardzo wysoka
	Cykl kombinowany gazowo-parowy	95+105	115+125	125+135	175+185	125+135	200+205	Bardzo wysoka
Węgiel	Elektrownie na węglu kamiennym z kotłami pyłowymi (PCC)	40+50	40+55	65+80	80+95	65+80	85+100	Średnia
	PCC z instalacją CCS	-		80+105	100+125	75+100	100+120	Średnia
	Elektrownie na węglu kamiennym z kotłami fluidalnymi (CFBC)	45+55	50+60	75+85	95+105	75+85	95+105	Średnia
	Elektrownie gazowo – parowe zintegrowane ze zgazowaniem węgla (IGCC)	45+55	50+60	70+80	85+95	70+80	85+95	Średnia
	IGCC z instalacją CCS	-		75+90	95+110	65+85	90+105	Średnia
Atom	Rozszczepianie atomu	50+85	55+90	45+80	55+90	45+80	55+85	Niska
Biomasa	Biomasa	80+195	80+195	85+200	90+215	85+205	95+220	Średnia
	Biogaz	55+215	55+215	50+200	50+200	50+190	50+190	Średnia
Wiatr	Farmy na lądzie	75+110		55+90		50+85		Brak
	Farmy na morzu	85+140		65+115		50+95		Brak
Woda	Duże elektrownie	35+145		30+140		30+130		Brak
	Małe elektrownie	60+185		55+160		50+140		Brak
Słońce	Ogniwa fotowoltaiczne	520+880		270+460		170+300		Brak
	Elektrownie heliometryczne (CSP)	170+250	170+250	110+160	130+180	100+140	120+160	Niska
* - zastosowano tutaj kryterium udziału kosztów paliwa jednostkowym koszcie wytwarzania energii elektrycznej (FC): (FC) > 60% - wrażliwość bardzo wysoka, 60%) (FC) > 40% - wysoka, 40%) (FC) > 20% - średnia, (FC) < 20% - niska.								

¹² W cenach roku 2005.

¹³ Scenariusz umiarkowanego wzrostu cen paliw - baryłka ropy naftowej: 54,5 \$₂₀₀₅ w 2007, 61 \$₂₀₀₅ w 2020 i 63 \$₂₀₀₅ w 2030 [2].

¹⁴ Scenariusz wysokich cen paliw - baryłka ropy naftowej: 54.5 \$₂₀₀₅ w 2007, 100 \$₂₀₀₅ w 2020 i 119 \$₂₀₀₅ w 2030 [2].

elektrowni jądrowych koszty paliwa obejmują cały cykl paliwowy, łącznie ze składowaniem odpadów. Zmiany FC zostały uwzględnione analogicznie jak w przypadku kosztów *FOM*.

- Dla systemów heliologicznych założono roczne zużycie 385 TJ gazu ziemnego (układ hybrydowy). Koszty emisji CC uwzględniono jedynie dla lat 2020 i 2030. Przyjęto, że opłata za emisję tony CO₂ wyniesie 41 € w roku 2020 i 47 € w roku 2030.
- W przypadku elektrowni z instalacjami CCS zastosowano koszt transportu i składowania CO₂ w wysokości 20 €/t.
- Koszty likwidacji obiektu uwzględniono jedynie dla elektrowni jądrowych, przyjmując, że są one wliczone, zarówno w wartość *SCI*, jak też *FOM*.

Dla technologii wytwarzania ciepła przyjęto:

- $LF = 0,1$; za wyjątkiem kolektorów słonecznych – 0,08 (takie wartości LF odpowiadają średniemu rocznemu czasowi pracy obiektu do produkcji ciepła, z mocą nominalną, by pokryć zapotrzebowanie na ciepło przez typowy europejski dom o powierzchni 110 m² lub niewielki budynek wielorodzinny o powierzchni 550 m² do temperatury 20/19/22°C przy średniej rocznej temperaturze zewnętrznej 8,8°C.
- $d = 0,15$ (15%).

Tabela 3
Charakterystyka wybranych technologii wytwarzania ciepła [1, 2]

Technologia	Moc jednostek, kW	Sprawność, %	Czas eksploatacji, lat	Jednostkowe nakłady inwestycyjne, € ₂₀₀₅ /kW	Koszty utrzymania i rem., € ₂₀₀₅ /kW	Emisja gazów cieplarnianych (GHG), t CO ₂ /toe		
						bezpośrednia	pośrednia	całkowita
Kotły wodne gazowe	20÷75	86÷89	17	95÷135	9÷14	2,5	0,7	3,2
Kotły wodne olejowe	20÷75	86	17	160÷425	11÷19	3,5	0,6	4,1
Kotły wodne węglowe	50	75	17	310÷410	12÷15	5,4	0,7	6,1
Biomasa – zrębki	35÷50	79	17	325÷665	14÷25	0,0	0,3	0,3
Biomasa - pelety	15÷50	84	17	300÷1080	13÷38	0,0	0,7	0,7
Kolektory słoneczne	3,5	98	20	340÷2800	-	0,0	0,3	0,3
Geotermalne pompy ciepła	15÷100		17÷25	200÷1150	34÷69	0,0	0,2÷5,9	0,2÷5,9
Ogrzewanie elektryczne	2÷20	97÷100	10÷17	30÷300	-	0,0	0,7÷15,2	0,7÷15,2

Tabela 4
Koszty wytwarzania ciepła w 2007 roku [1]

Źródło (nośnik) energii		Udział w UE 27, %	Umiarkowany wzrost cen paliw			Scenariusz wysokich cen paliw		
			Cena paliwa z podatkiem	Koszt produkcji ciepła		Cena paliwa z podatkiem	Koszt produkcji ciepła	
				bieżący	całkowity		bieżący	całkowity
			€ ₂₀₀₅ /toe	€ ₂₀₀₅ /toe	€ ₂₀₀₅ /toe	€ ₂₀₀₅ /toe	€ ₂₀₀₅ /toe	€ ₂₀₀₅ /toe
Paliwa kopalne	Gaz ziemny	45,4	625	750÷950	1050÷1300	1010	1125÷1400	1425÷1750
	Olej opałowy	20,0	640	800÷1100	1325÷2025	1030	1200÷1600	1775÷2525
	Węgiel	3,1	375	675÷750	1500÷1825	590	975÷1025	1775÷2100
Biomasa, słońce i inne	Zrębki drewna	11,6	390	700÷900	1550÷2650	410	725÷925	1575÷2675
	Pelety		580	900÷1300	1675÷4125	610	925÷1350	1700÷4175
	Słońce		-	275÷300	1350÷9125	-	275÷300	1350÷9125
	Geotermalna		-	525÷900	1025÷3625	-	650÷1100	1150÷3775
Elektryczna		12,3	1470	1500÷1575	1600÷2475	1875	1925÷1975	2025÷2900

Udział w rynku dla UE 27, podany w tabeli 4, odnosi się do sektora gospodarstw domowych.

Aktualne i prognozowane ceny paliw zestawiono w tab. 5. Niższa wartość odpowiada scenariuszowi umiarkowanego wzrostu cen, wyższa - scenariuszowi wysokiego wzrostu cen.

Tabela 5
Aktualne i prognozowane ceny paliw, €/toe [1]

Paliwo		2007	2020	2030
Gaz ziemny		250	300÷510	320÷595
Węgiel		90	95÷155	105÷190
Paliwo jądrowe		33	35÷53	37÷63
Biomasa	Małe obiekty	160	215÷235	235÷275
	Duże obiekty	90	120÷135	135÷160
Biogaz		270	270	270

4. WNIOSKI

Europie potrzebne są obecnie działania by dostarczyć energię w sposób zrównoważony, pewny i konkurencyjny. Wyzwania zmian klimatu, bezpieczeństwa dostaw energii i konkurencji są zróżnicowane i wymagają głębokich zmian technologii wytwarzania, dostarczania i wykorzystania energii.

W referacie przedstawiono metodykę, założenia, dane i wyniki analizy kosztów wytwarzania energii elektrycznej i ciepła, wykonanej na potrzeby Komisji Europejskiej, wraz z próbą ich oceny.

Metodyka zastosowana przez UE została w artykule zaprezentowana na tle metodyki długookresowego jednostkowego kosztu produkcji i metodyki stosowanej przez UNIPED. Jak widać są one spójne a ich wspólne elementy to: należy uwzględnić cały okres „życia” obiektu, obejmujący czas budowy i eksploatacji; koszty powinny obejmować całość poniesionych nakładów inwestycyjnych (oraz ewentualne koszty związane z likwidacją obiektu) i kosztów eksploatacyjnych wraz z kosztami oddziaływania na środowisko; wszystkie wartości, nakładów, kosztów, efektów produkcyjnych powinny zostać sprowadzone do wspólnego momentu czasowego z wykorzystaniem rachunku dyskonta.

Analizując technologie pozyskiwania energii elektrycznej można zauważyć, że koszty produkcji energii elektrycznej, z wykorzystaniem ogniw fotowoltaicznych (czyli z odnawialnych zasobów energii), maleją blisko trzykrotnie w perspektywie do 2030 roku – z ok. 700 €/ (MW·h) do ok. 235 €/ (MW·h) w 2030 r. Trzeba jednak również zauważyć, że nadal są one ok. dwa razy wyższe niż koszty wytwarzania w elektrowniach węglowych z kotłami pyłowymi (nawet wyposażonych w instalację CCS i przy scenariuszu wysokiego wzrostu cen paliw).

Wydaje się, że przedstawione w [1] i przytoczone w artykule informacje mogą być przydatne, szczególnie w warunkach polskich, gdzie bardzo często podważa się wyniki podobnych analiz kwestionując wiarygodność danych wejściowych; gdyż są one oparte na wielu źródłach i wydają się być dobrze uzasadnione.

LITERATURA

- [1] Energy Sources, Production Costs and Performance of Technologies for Power Generation, Heating and Transport. COM (2008) 744.
- [2] European Energy and Transport: Trends to 2030 – Update 2007. EC, 2007.
- [3] Paska J.: Ekonomia w elektroenergetyce. Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej. Warszawa 2007.

- [4] The Cost of Generating Electricity. Royal Academy of Engineering. March 2004.
- [5] Weisser D.: A guide to life-cycle greenhouse gas (GHG) emissions from electric supply technologies. Energy 32 (2007), 1543-1559.
- [6] Zaporowski B.: Analiza kosztów wytwarzania energii elektrycznej. Polityka Energetyczna. T. 11, zeszyt 1, 2008.

COSTS OF GENERATION OF ELECTRICITY AND HEAT ACCORDING TO EUROPEAN UNION

Key words: electrical energy and heat, European Union, production costs, methodology

Summary. During calculation of electricity and/or heat production costs the average unitary cost of production is determined. Different relationships are utilized, but some methodological assumptions are common: the whole "life" period of the object, containing time of building and exploitation, should be considered; the costs should cover total investment expenses (and eventually costs connected with object disposal) and running (exploitation) costs together with environmental costs; all values, investments, costs, production effects should be brought to a common moment of time using discounting calculus. In the paper are presented: the methodology, assumptions and results of analysis of production costs of electrical energy and heat, done for the needs of the European Commission, as well as the trial of their assessment.

Józef Paska, prof. dr hab. inż., kierownik Zakładu; ukończył Wydział Elektryczny Politechniki Warszawskiej. Jest członkiem rad programowych czasopism „Elektroinstalator”, „Rynek Energii” i „Energetyka”. W kadencji 2003-2006 był członkiem Komitetu Problemów Energetyki przy Prezydium PAN a w kadencji 2007-2010 jest członkiem Sekcji Systemów Elektroenergetycznych Komitetu Elektrotechniki PAN.

Jego zainteresowania naukowe dotyczą niezawodności systemu elektroenergetycznego i bezpieczeństwa zasilania w energię elektryczną, technologii wytwarzania energii elektrycznej, w tym wytwarzania rozproszonego i wykorzystania odnawialnych zasobów energii, gospodarki elektroenergetycznej oraz ekonomiki elektroenergetyki. Autor ponad 220 artykułów i referatów oraz 9 monografii i podręczników akademickich.

Należy do Polskiego Towarzystwa Elektrotechniki Teoretycznej i Stosowanej, Polskiego Towarzystwa Nukleonicznego, World Scientific and Engineering Academy and Society oraz do International Council on Large Electric Systems (CIGRE).

Politechnika Warszawska, Wydział Elektryczny, Instytut Elektroenergetyki, Zakład Elektrowni i Gospodarki Elektroenergetycznej (ZEiGE), ul. Koszykowa 75, 00-662 Warszawa, e-mail: Jozef.Paska@ien.pw.edu.pl

Tomasz Surma, mgr inż., doktorant w ZEiGE; ukończył Akademię Górniczo-Hutniczą, Wydział Paliw i Energii. Obszar zainteresowań: wytwarzanie energii elektrycznej, w szczególności z zasobów odnawialnych, niezawodność, bezpieczeństwo pracy systemu elektroenergetycznego, rynek energii elektrycznej.

Politechnika Warszawska, Instytut Elektroenergetyki, Zakład Elektrowni i Gospodarki Elektroenergetycznej, ul. Koszykowa 75, 00-662 Warszawa, e-mail: tsurma@o2.pl

Mariusz Salek, mgr inż., doktorant w ZEiGE; ukończył Politechnikę Radomską, Wydział Transportu - kierunek Elektrotechnika. Obszar zainteresowań: planowanie rozwoju SEE, wytwarzanie energii elektrycznej, niezawodność, bezpieczeństwo pracy SEE, tri- i poligeneracja rozproszona.

Politechnika Warszawska, Instytut Elektroenergetyki, Zakład Elektrowni i Gospodarki Elektroenergetycznej, ul. Koszykowa 75, 00-662 Warszawa, e-mail: sal@o2.pl