

ROZPORZĄDZENIE PREZESA RADY MINISTRÓW

z dnia 28 grudnia 2007 r.

zmieniające rozporządzenie w sprawie określenia wzorów formularzy sprawozdawczych, objaśnień co do sposobu ich wypełniania oraz wzorów kwestionariuszy i ankiet statystycznych stosowanych w badaniach statystycznych ustalonych w programie badań statystycznych statystyki publicznej na rok 2007

Na podstawie art. 31 ustawy z dnia 29 czerwca 1995 r. o statystyce publicznej (Dz. U. Nr 88, poz. 439, z późn. zm.¹⁾) zarządza się, co następuje:

§ 1. W rozporządzeniu Prezesa Rady Ministrów z dnia 22 grudnia 2006 r. w sprawie określenia wzorów formularzy sprawozdawczych, objaśnień co do sposo-

bu ich wypełniania oraz wzorów kwestionariuszy i ankiet statystycznych stosowanych w badaniach statystycznych ustalonych w programie badań statystycznych statystyki publicznej na rok 2007 (Dz. U. Nr 245, poz. 1781 oraz z 2007 r. Nr 37, poz. 238, Nr 114, poz. 779 i Nr 210, poz. 1525) w załączniku nr 3 wzór formularza G-10.1k — sprawozdanie o działalności podstawowej elektrowni cieplnej zawodowej otrzymuje brzmienie określone w załączniku do niniejszego rozporządzenia.

§ 2. Rozporządzenie wchodzi w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia.

Prezes Rady Ministrów: *D. Tusk*

¹⁾ Zmiany wymienionej ustawy zostały ogłoszone w Dz. U. z 1996 r. Nr 156, poz. 775, z 1997 r. Nr 88, poz. 554 i Nr 121, poz. 769, z 1998 r. Nr 99, poz. 632 i Nr 106, poz. 668, z 2001 r. Nr 100, poz. 1080, z 2003 r. Nr 217, poz. 2125, z 2004 r. Nr 273, poz. 2703, z 2005 r. Nr 163, poz. 1362, z 2006 r. Nr 170, poz. 1217 oraz z 2007 r. Nr 166, poz. 1172.

Załącznik do rozporządzenia Prezesa Rady Ministrów
z dnia 28 grudnia 2007 r. (poz. 1)

MINISTERSTWO GOSPODARKI pl. Trzech Krzyży 3/5, 00 - 507 Warszawa		
Nazwa i adres jednostki sprawozdawczej	G-10.1k Sprawozdanie o działalności podstawowej elektrowni ciepłej zawodowej za kwartał 2007 r.	Agencja Rynku Energii S.A. 00 - 950 Warszawa 1 skr. poczt. 143
Numer identyfikacyjny - REGON		Przekazać/wysłać w terminie do 20. dnia kalendarzowego miesiąca po zakończeniu kwartału, do dnia 11 lutego 2008 r. za IV kwartał 2007 r.

Dział 1. Sprzedaż energii elektrycznej i regulacyjnych usług systemowych

Wyszczególnienie						Ilość (MWh)	Wartość (tys. zł)		
0						1	2		
Produkt, usługa	Energia elektryczna	Kierunek sprzedaży	Kontrakty bezpośrednie	PSE		01			
				w tym kontrakty długoterminowe		02			
				w tym kontrakty eksportowe		03			
				Spółki dystrybucyjne / operatorzy systemu dystrybucyjnego / przedsiębiorstwa obrotu - dawne SD		04			
						05			
				Odbiorcy końcowi oraz drobni dystrybutorzy lokalni	korzystający z prawa wyboru sprzedawcy	na wysokim napięciu		06	
						na średnim napięciu		07	
						na niskim napięciu		08	
					niekorzystający z prawa wyboru sprzedawcy	na wysokim napięciu		09	
						na średnim napięciu		10	
						na niskim napięciu		11	
				Przedsiębiorstwa obrotu		12			
				Gielda		13			
				Rynek bilansujący		14			
				Za granicę		15			
	Razem (01 + 04 do 15)						16		
	Regulacyjne usługi systemowe	rezervy mocy	operacyjne	sekundowa i minutowa		17			
				godzinowa		18			
				odtworzeniowa		19			
		trwała		20					
		w tym sprzedawane w ramach KDT						21	
		pozostałe usługi systemowe						22	X
	w tym sprzedawane w ramach KDT						23	X	
	Razem przychody (energia elektryczna + RUS)						24	X	
w tym	energia elektryczna z pełnego skojarzenia					25			
	energia kupowana na rynku bilansującym					26			
	energia kupowana w innych kierunków					27			
Produkcja energii elektrycznej brutto						28	X		
w tym	w skojarzeniu					29	X		
	w tym z pełnego skojarzenia					30	X		
	produkcja z biomasy i biogazu					31	X		
Uzyskane świadectwa pochodzenia						32	X		
Z wierszy od 06 do 11 drobni dystrybutorzy lokalni (energia do odsprzedania)						33			

Dział 2. Obrót energią elektryczną

Wyszczególnienie		Ilość (MWh)	Wartość (tys. zł)	
0		1	2	
Zakup energii elektrycznej	na rynku bilansującym	01		
	na giełdzie	02		
	z zagranicy	03		
	od pozostałych dostawców	04		
	Razem (w. 01+ 02 + 03 +04)	05		
Sprzedaż energii elektrycznej	na rynku bilansującym	06		
	na giełdzie	07		
	odbiorcy końcowi	WN + NN	08	
		SN	09	
		nN	10	
	w tym energia elektryczna z pełnego skojarzenia	11		
	za granicę	12		
	pozostali odbiorcy	13		
Razem (w. 06 + 07 + 08 + 09 + 10 + 12 + 13)	14			

Dział 3. Wynik finansowy na energii elektrycznej według rodzajów działalności, w tys. zł

Wyszczególnienie	Wytwarzanie energii elektrycznej, regulacyjne usługi systemowe	Dystrybucja energii elektrycznej	Obrót energią elektryczną	Razem energia elektryczna
0	1	2	3	4
Przychody ze sprzedaży	01			
Przychody ze sprzedaży praw majątkowych	02	X	X	
Koszty działalności własnej	03			
Koszty zakupu energii do odsprzedaży	04	X		
Koszty umorzonych praw majątkowych, opłaty zastępczej	05	X		
Koszty sprzedaży	06			
w tym podatek akcyzowy	07	X	X	
Podatek akcyzowy od potrzeb własnych	08			
Koszty zarządu	09			
Razem koszty uzyskania przychodów (w. 03 + 04 + 05 + 06 + 09)	10			
Wynik na sprzedaży (w. 01 + 02 - 10)	11			
Pozostałe koszty	12			
Koszty finansowe	13			

Dział 4. Koszty wg rodzajów działalności - układ kalkulacyjny, w tys. zł

Wyszczególnienie		Wytwarzanie energii elektrycznej i rezerwa mocy	Pozostałe regulacyjne usługi systemowe	Wytwarzanie ciepła	Uzdatnianie nośnika ciepła
0		1	2	3	4
Koszty zmienne (w. 02 + 05 + 08 + 09 + 10 + 11 + 12)	01				
Paliwo produkcyjne	02				
w tym paliwo podstawowe	03				
w tym węgiel	04				
Koszty zakupu paliwa	05				
w tym koszty transportu zakupionego paliwa	06				
w tym węgiel	07				
Pozostałe materiały	08				
Koszty korzystania ze środowiska	09				
Koszty energii elektrycznej zakupionej	10				
Koszty energii elektrycznej z własnej produkcji zużytej na produkcję ciepła	11	X	X		
Koszty podgrzewania nośnika ciepła	12	X	X	X	
Koszty stałe (w. 14 + 16 + 18 + 20 + 21)	13				
Materiały i energia	14				
w tym na remonty	15				
Wynagrodzenia i świadczenia	16				
w tym dla wydziałów remontowych i pomocniczych	17				
Amortyzacja	18				
w tym dla wydziałów remontowych i pomocniczych	19				
Podatki i opłaty	20				
Pozostałe koszty	21				
w tym usługi obce	22				
Razem koszty wytworzenia (w. 01 + 13)	23				
w tym na remonty	24				
koszty wydziałów pomocniczych	25				

Dział 5. Wynik finansowy na ciepłe według rodzajów działalności, w tys. zł

Wyszczególnienie		Działalność wytwórcza		Działalność dystrybucyjna		Obrót ciepłem	Razem
		wytwarzanie ciepła	nośnik ciepła	przesyłanie i dystrybucja	obsługa handlowa odbiorców		
0		1	2	3	4	5	6
Przychody ze sprzedaży	01						
Koszty działalności własnej	02						
Koszty ciepła zakupionego	03	X	X				
Koszty sprzedaży	04						
Koszty zarządu	05						
Razem koszty uzyskania przychodów (w. 02 + 03 + 04 + 05)	06						
w tym koszty Kcs ^{?)}	07		X	X	X	X	
Wynik na sprzedaży (w. 01 - 06)	08						
Pozostałe koszty	09						
Koszty finansowe	10						
Produkcja ciepła netto [GJ]	11		X	X	X	X	
w tym produkcja ciepła w skojarzeniu [GJ]	12		X	X	X	X	
Sprzedaż ciepła z własnej produkcji [GJ]	13		X	X	X	X	
Zakup ciepła przeznaczonego do obrotu [GJ]	14	X	X	X	X		

^{?)} Patrz objaśnienia

Dział 6. Zobowiązania wynikające z działalności energetycznej, w tys. zł

Wyszczególnienie		Energia elektryczna	Ciepło
0		1	2
Długoterminowe	01		
z tego kredyty bankowe	02		
w tym środki trwałe w budowie zabezpieczone kontraktami długoterminowymi	03		
pozostałe	04		
w tym środki trwałe w budowie zabezpieczone kontraktami długoterminowymi	05		
Krótkoterminowe	06		

Dział 7. Import węgla kamiennego z państw trzecich (spoza Unii Europejskiej)

Kraj pochodzenia	Zakup węgla					Rodzaj kontraktów ^{*)}	
	ilość (t)	wartość (tys. USD)	wartość (tys. zł)	w tym koszty transportu (tys. zł)	wartość opałowa (kJ/kg)	poniżej roku	rok lub więcej
0	1	2	3	4	5	6	7
01							
02							
03							
04							
05							
06							
07							
08							
09							
10							

^{*)} Rodzaj kontraktu należy zaznaczyć krzyżykiem w odpowiedniej rubryce.

Dział 8. Łączny wynik na działalności energetycznej (energia elektryczna i ciepło), w tys. zł

Wyszczególnienie	Wartość
0	1
Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej i ciepła	01
Koszty działalności własnej	02
Koszty zakupu energii do odsprzedaży, koszty umorzonych praw majątkowych, opłaty zastępczej	03
Koszty sprzedaży	04
Koszty zarządu	05
Razem koszty uzyskania przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej i ciepła	06
Wynik na sprzedaży energii elektrycznej i ciepła	07
Pozostałe przychody	08
Pozostałe koszty	09
Wynik z uwzględnieniem pozostałych przychodów i kosztów	10
Przychody finansowe	11
w tym odsetki od przeterminowanych należności	12
Koszty finansowe	13
Wynik z uwzględnieniem przychodów i kosztów finansowych	14

Dział 9. Zużycie paliwa

Wyszczególnienie			Jednostka miary	Podstawowe						Pozostałe	
				Węgiel kamienny	Węgiel brunatny	Gaz ziemny	Gaz koksowniczy	Paliwa ciekłe	Biogaz		Biomasa
0				1	2	3	4	5	6	7	8
Zużycie	ilość		01	t/tys. m ³							
	w tym na energię elektryczną - podział paliwa wg metody	fizycznej	02								
		elektrowni równowaznej*)	03								
	energia chemiczna paliwa		04	GJ							
	w tym na energię elektryczną - podział paliwa wg metody	fizycznej	05								
		elektrowni równowaznej*)	06								
	energia chemiczna paliwa na energię elektryczną w skojarzeniu wg metody fizycznej		07								

Dział 10. Prawa majątkowe wynikające ze świadectw pochodzenia^{*)}

Wyszczególnienie		Ilość	Wartość	Średnia cena (kol. 2/1)	Pozostałe opłaty
		MWh	tys. zł	zł/MWh	tys. zł
0		1	2	3	4
Umorzenie praw majątkowych	01				
Oplata zastępcza	02				

^{*)} Wypełnić w sprawozdaniu za I kwartał 2007 roku; dotyczy danych za poprzedni rok kalendarzowy.

Dział 11. Dane techniczne i produkcyjne układów skojarzonych oraz sprzedaż energii z wysokosprawnej kogeneracji^{*)}

Wyszczególnienie	Jednostka miary	Układ nr 1	Układ nr 2	Układ nr 3	Układ nr 4
		1	2	3	4
0					
Rodzaj układu skojarzonego	01				
Kod paliwa dominującego	02				
Wyznacznik paliwa gazowego	03				
Kotły parowe pyłowe OP	04	szt.			
Kotły parowe rusztowe OR	05				
Kotły parowe fluidalne OF	06				
Kotły sodowe KS	07				
Kotły parowe na gaz OG	08				
Kotły parowe na olej opałowy OO	09				
Kotły parowe odzysknicowe	10				
Kotły ciepłownicze odzysknicowe	11				
Turbiny przeciwprężne TP z upustem nieregulowanym lub bez upustu	12				
Turbiny przeciwprężne TP z upustem regulowanym	13				
Turbiny upustowo-kondensacyjne UK	14				
Turbiny gazowe TG	15				
Silniki wewnętrznego spalania S	16				

Dział 11. Dane techniczne i produkcyjne układów skojarzonych oraz sprzedaż energii z wysokosprawnej kogeneracji* (cd.)

Wyszczególnienie		Jednostka miary	Układ nr 1	Układ nr 2	Układ nr 3	Układ nr 4	
Moc osiągalna elektryczna brutto	17	MW					
Moc zainstalowana elektryczna	18						
Moc osiągalna cieplna w skojarzeniu	19						
Produkcja energii elektrycznej brutto A_{be}	20	MWh					
Produkcja energii mechanicznej A_{bm}	21						
Całkowita produkcja ciepła użytecznego Q_u	22	GJ					
z tego na potrzeby	ogrzewania budynków i przygotowania ciepłej wody		23				
	przemysłowych procesów technologicznych		24				
	produkcji rolnej i zwierzęcej		25				
	wtórnego wytwarzania chłodu		26				
Produkcja ciepła użytecznego w skojarzeniu Q_{uq}	27						
Produkcja ciepła użytecznego poza procesem skojarzonym Q_{uk}	28						
Całkowita energia chemiczna zużytych paliw Q_b	29						
Energia chemiczna paliw zużytych do wytwarzania ciepła poza procesem skojarzonym Q_{bck}	30						
Sprawność wytwarzania energii elektrycznej i ciepła łącznie η	31		%				
Sprawność graniczna określona dla danego typu układu skojarzonego η_{gr}	32						
Średni współczynnik zmiany mocy β	wyliczony	33					
	przyjęty z tabeli	34					
Stosunek energii elektrycznej do ciepła C	35						
Produkcja energii elektrycznej brutto w skojarzeniu (w rozumieniu dyrektywy 2004/8/WE) A_{bq}	36	MWh					
Energia chemiczna paliw zużytych do wytwarzania energii elektrycznej poza procesem skojarzonym Q_{bck}	37	GJ					
Energia chemiczna paliw zużytych w procesie skojarzonym Q_{bq}	38						
Referencyjna wartość sprawności wytwarzania energii elektrycznej w procesie rozdzielonym	39	%					
Referencyjna wartość sprawności wytwarzania ciepła w procesie rozdzielonym	40						
Oszczędność energii pierwotnej PES	41						
Produkcja energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji w układach na małą skalę	42	MWh					
Produkcja energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji w układach opalanych gazem	43						
Produkcja energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji w pozostałych układach	44						
Sprzedaż energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji w układach na małą skalę oraz w układach opalanych gazem	45	MWh	X	X	X	X	
	46	tys. zł	X	X	X	X	
Sprzedaż energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji w pozostałych układach	47	MWh	X	X	X	X	
	48	tys. zł	X	X	X	X	

**Dział 11. Dane techniczne i produkcyjne układów skojarzonych oraz sprzedaż energii z wysokosprawnej kogeneracji^{*)}
 (dok.)**

	Jednostka miary	Układ nr 5	Układ nr 6	Układ nr 7	Układ nr 8	Układ nr 9	Układ nr 10	Układ nr 11	Układ nr 12	Razem
36	MWh									
37	GJ									
38										
39	%									X
40										X
41										X
42	MWh									
43										
44										
45	MWh	X	X	X	X	X	X	X	X	
46	tys. zł	X	X	X	X	X	X	X	X	
47	MWh	X	X	X	X	X	X	X	X	
48	tys. zł	X	X	X	X	X	X	X	X	

^{*)} Należy wypełnić w sprawozdaniu za IV kwartał 2007 roku; dotyczy danych za rok 2007.

Uwaga: Dane finansowe należy wykazywać w tys. zł z jednym miejscem po przecinku.

.....
 (imię, nazwisko i telefon osoby,
 która sporządziła sprawozdanie)

.....
 (miejscowość, data)

.....
 (pieczęć imienna i podpis osoby
 działającej w imieniu sprawozdawcy)

OBJAŚNIENIA DO FORMULARZA G-10.1k na 2007 rok

Do sporządzania sprawozdania są zobowiązane poszczególne elektrownie ciepłone i elektrociepłownie, czyli wydzielone technicznie i terytorialnie obiekty będące samodzielnymi przedsiębiorstwami lub wchodzące w skład zespołów elektrowni bądź elektrociepłowni, zaklasyfikowane według PKD do grupy 40.1 oraz do grupy 40.3, wybrane metodą doboru celowego.

Dział 1. Sprzedaż energii elektrycznej i regulacyjnych usług systemowych

W dziale tym należy rozliczyć według kierunków sprzedaży energię elektryczną oraz sprzedaż regulacyjnych usług systemowych, w tym rezerw mocy, wytwarzanych lub realizowanych za pomocą własnych urządzeń wytwórczych, z uwzględnieniem zakupu na rynku bilansującym oraz zakupu energii elektrycznej z pełnego skojarzenia zakupionej w celu wywiązania się z obowiązku zakupu.

Przez kierunki sprzedaży energii elektrycznej rozumie się sprzedaż:

- wg kontraktów bezpośrednich,
- na giełdzie energii elektrycznej,
- na rynku bilansującym,
- za granicę.

W sprzedaży energii elektrycznej wg kontraktów należy odrębnie wykazywać kontrakty długoterminowe - sprzedaż w ramach kontraktów długoterminowych (wiersze 02, 21, 23) dotyczy wyłącznie kontraktów określonych w art. 45 ust. 1a ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2006 r. Nr 89, poz. 625, z późn. zm.).

W ramach sprzedaży energii należy wydzielić w wierszu 03 ilość oraz wartość energii sprzedawanej w tzw. kontraktach eksportowych realizowanych przez PSE S.A.

Sprzedaż energii elektrycznej odbiorcom końcowym (w tym: drobni dystrybutorzy lokalni) należy podzielić na dwie grupy:

1. dla odbiorców korzystających z prawa wyboru sprzedawcy, kupujących energię elektryczną od wytwórcy
2. dla odbiorców zasilanych bezpośrednio z sieci wytwórcy - tzw. odbiorców taryfowych.

W wierszu 15 należy podać ilość i wartość energii z produkcji własnej sprzedanej za granicę w ramach własnych kontraktów.

W wierszu 24 należy wykazać wartość sprzedaży energii elektrycznej oraz regulacyjnych usług systemowych.

W wierszu 25 należy wykazać ilość i wartość energii elektrycznej sprzedanej przez wytwórcę w ramach obowiązku zakupu energii elektrycznej produkowanej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła.

W wierszu 26 należy wydzielać z wiersza 24 (jednocześnie z wiersza 16) sprzedaż energii zakupionej na rynku bilansującym.

W kolumnie 1 należy wykazywać dane dotyczące ilości energii elektrycznej zakupionej na rynku bilansującym niezbędnej dla pokrycia zobowiązań elektrowni w przypadku obniżenia produkcji z własnych jednostek wytwórczych. Wartość sprzedaży tej energii w kolumnie 2 należy wykazać bez względu na kierunek sprzedaży tej energii, a jej wartość należy wyliczać na podstawie średniej ceny sprzedaży we wszystkich kierunkach (bez sprzedaży odbiorcom końcowym bezpośrednio) lub innej metody przyjętej w przedsiębiorstwie.

W wierszu 27 należy wydzielić z wiersza 24 ilość energii kupionej z innych kierunków, np. w ramach własnych kontraktów z zagranicy.

Ilość energii elektrycznej sprzedanej we wszystkich kierunkach, pomniejszona o ilość energii elektrycznej zakupionej na rynku bilansującym, o ilość energii elektrycznej z pełnego skojarzenia zakupionej w celu wywiązania się z obowiązku zakupu oraz ilość energii kupowanej z innych kierunków, musi być równa ilości energii elektrycznej wprowadzonej do krajowej sieci elektroenergetycznej (sprawozdanie G-10.m dział 1, wiersz 10).

Wielkość produkcji energii elektrycznej brutto musi być równa wielkości produkcji wykazanej w sprawozdaniu G-10.m.

W wierszu 31 należy wykazać ilość energii elektrycznej wytwarzanej w procesie współspalania biomasy lub biogazu z innymi paliwami. Jako produkcję z biopaliw należy zaliczyć część energii odpowiadającą procentowemu udziałowi energii chemicznej biomasy lub biogazu w całości energii chemicznej zużytych paliw.

W wierszu 32 należy podać ilość energii elektrycznej wytworzonej we własnym, odnawialnym źródle energii, na którą uzyskano świadectwa pochodzenia.

W wierszu 33 należy wykazać ilość i wartość energii elektrycznej zakupionej w celu dalszej odsprzedaży (wykazanej w wierszach 6–11).

Dział 2. Obrót energią elektryczną

Działalność pt. „Obrót energią elektryczną” występuje wówczas, gdy elektrownia lub elektrociepłownia kupuje energię elektryczną do odsprzedaży.

Obrót energią elektryczną musi być prowadzony przez przedsiębiorstwo na podstawie uzyskanej na tę działalność koncesji.

Dział 3. Wynik finansowy na energii elektrycznej według rodzajów działalności, w tys. zł

Przy ustalaniu przychodów i kosztów obowiązują ogólne zasady rachunkowości, w tym zasada realizacji (memoriałowa) i współmierności.

W myśl zasady memoriałowej przychody zalicza się do osiągniętych i koszty do poniesionych w okresie ich wystąpienia, a nie w okresie, w którym dokonano zapłaty czy też poniesiono faktyczne wydatki. Zgodnie z zasadą współmierności uznaje się za koszty danego okresu sprawozdawczego te koszty, które są związane z przychodami tego okresu (określone przez zasadę realizacji).

Przychody ze sprzedaży praw majątkowych – należy podawać tylko przychody dotyczące praw majątkowych uzyskanych z tytułu wytworzenia energii elektrycznej w odnawialnym źródle energii.

Koszty działalności własnej dla energii elektrycznej, regulacyjnych usług systemowych, tzn. rezerw mocy i pozostałych usług systemowych są to koszty wytworzenia tych produktów odniesione do sprzedaży.

Koszty wytworzenia sprzedanej energii elektrycznej, rezerw mocy i usług systemowych (koszty działalności własnej – wiersz 03 kol. 1) powinny być wyliczane według następującego wzoru:

$$K_w = K_z^j \times E_s + K_s^j \times [E_s + RM_s] + K_{vs}$$

gdzie:

- K_w - koszty działalności własnej dla energii elektrycznej, rezerwy mocy i usług systemowych [tys. zł],
- K_z^j - jednostkowy koszt zmienny wytworzenia energii elektrycznej [zł/MWh],
- K_s^j - jednostkowy koszt stały wytworzenia energii elektrycznej i rezerwy mocy [zł/MWh],
- E_s - ilość sprzedanej energii elektrycznej [MWh],

RM_s - sprzedana rezerwa mocy [MWh],

K_{vs} - koszty świadczenia usług systemowych [tys. zł].

Jednostkowy koszt zmienny K_z^j oblicza się jako:

$$K_z^j = \frac{K_z}{E_n} \times 1000$$

gdzie:

K_z - koszty zmienne wytwarzania energii elektrycznej [tys. zł],

E_n - produkcja energii elektrycznej netto [MWh] {G-10.m (suma dla kwartału) Dz. 1, suma kolumn 1 – 10 (w. 04 – w. 06)}.

Jednostkowy koszt zmienny K_z^j jest taki sam dla energii elektrycznej sprzedanej i zużytej w elektrowni.

Jednostkowy koszt stały dla energii elektrycznej i rezerw mocy K_s^j oblicza się jako:

$$K_s^j = \frac{K_s}{E_n + RM_s} \times 1000$$

gdzie:

K_s - koszty stałe wytwarzania energii elektrycznej i rezerwy mocy [tys. zł],

RM_s, E_n - jak wyżej.

Jednostkowy koszt stały K_s^j jest jednakowy dla sprzedanych: energii elektrycznej i rezerwy mocy oraz energii elektrycznej zużytej w elektrowni (produkcja ciepła, inne cele).

W kolumnie 1 w wierszu 04 – koszt zakupu energii do odsprzedaży - należy wykazać wartość energii elektrycznej zakupionej na rynku bilansującym, wykazanej w dziale 1, wartość energii elektrycznej z pełnego skorzystania zakupionej w celu wywiązania się z obowiązku zakupu.

W wierszu 05 - należy wykazać koszty umorzonych praw majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia, które stanowią wartość zakupionych praw majątkowych oraz kosztów związanych z ich zakupem, dokonaniem zmian w rejestrze świadectw pochodzenia, ich umorzeniem oraz wartość poniesionej opłaty zastępczej.

Do kosztów sprzedaży energii elektrycznej w elektrowniach należy zaliczać podatek akcyzowy oraz m.in. opłaty przesyłowe, o ile przedsiębiorstwo takie ponosi.

Podział kosztów zarządu pomiędzy rodzaje działalności wyszczególnione w tabeli powinien być dokonywany wg klucza obowiązującego w przedsiębiorstwie.

Przyjęte zasady podziału kosztów powinny być stosowane niezmiennie w sposób ciągły zgodnie z ustawą o rachunkowości.

Wynik finansowy na sprzedaży stanowi różnicę pomiędzy przychodami a kosztami uzyskania przychodów.

Wiersz 12 - należy wykazać pozostałe koszty operacyjne oraz straty nadzwyczajne związane z działalnością w zakresie energii elektrycznej.

Są to te pozycje pozostałych kosztów operacyjnych, które można przypisać do działalności energetycznej i które wpływają na wynik finansowy na tej działalności, w szczególności są to:

- odpisy aktualizujące należności od dłużników (z wyjątkiem związanych z operacjami finansowymi),

- odpisane należności przedawnione, umorzone i nieściągalne, na które nie dokonano wcześniej odpisów aktualizujących ich wartość,
- koszty postępowania sądowego i egzekucyjnego od dochodzonych roszczeń i należności z działalności operacyjnej,
- jednorazowe odszkodowania z tytułu wypadków przy pracy i chorób zawodowych.

Wiersz 13 - w tej pozycji należy wykazywać sumę następujących elementów kosztów finansowych:

1. Koszty zachowania płynności płatniczej w zakresie zaopatrzenia w energię elektryczną (m.in. koszty obsługi kredytów i pożyczek zaciąganych na ten cel).
2. Koszty związane z modernizacją i rozwojem przedsiębiorstwa w zakresie działalności energetycznej oraz związane z inwestycjami z zakresu ochrony środowiska.
3. Koszty z tytułu ściągania należności.
4. Ujemne różnice kursowe z działalności operacyjnej w zakresie zaopatrzenia w energię elektryczną.

Przez obrót energią elektryczną rozumie się zakup energii elektrycznej z przeznaczeniem do odsprzedaży.

Przez dystrybucję energii elektrycznej rozumie się działalność polegającą na przesyłaniu i rozdziale energii elektrycznej za pomocą własnej sieci i urządzeń rozdzielczych.

Dział 4. Koszty wg rodzajów działalności - układ kalkulacyjny, w tys. zł

Koszty wytworzenia energii elektrycznej, rezerw mocy, świadczenia usług przesyłowych i wytworzenia ciepła należy wykazywać w układzie kalkulacyjnym podanym na formularzu.

Przyjęty układ kalkulacyjny kosztów dzieli koszty na zmienne i stałe według poniższych zasad.

Do kosztów zmiennych należy zaliczać:

- koszty paliwa,
- koszty zakupu paliwa,
- koszty pozostałych materiałów eksploatacyjnych (wraz z kosztami ich transportu), jak: chemikalia, oleje, smary, addytywy w procesie odsiarczania itd.,
- koszty korzystania ze środowiska (wraz z kosztami transportu odpadów), tj. opłaty za korzystanie z powietrza, wody i ziemi (łącznie z opłatami za składowanie odpadów paleniskowych).

Koszty stałe obejmują:

- materiały przeznaczone na remonty oraz inne, jeżeli nie są zaliczane do kosztów zmiennych; należy zaliczać całość tych kosztów materiałów zużywanych w ramach działalności energetycznej (bez tej części, która wchodzi w skład kosztów zarządu),
- wynagrodzenia i świadczenia na rzecz pracowników,
- amortyzację,
- podatki i opłaty,
- pozostałe koszty.

Wynagrodzenia i świadczenia obejmują poza wynagrodzeniami następujące rodzaje kosztów:

- składki z tytułu: ubezpieczeń społecznych, na fundusz pracy oraz fundusz gwarantowanych świadczeń pracowniczych,
- odpisy na zakładowy fundusz świadczeń socjalnych,
- świadczenia rzeczowe z zakresu BHP, posiłki regeneracyjne, środki czystości,
- wydatki na odzież ochronną i roboczą,
- szkolenie i doksztalcanie pracowników,
- ekwiwalent za pranie odzieży roboczej i używanie narzędzi i sprzętu stanowiącego własność pracownika,
- inne.

Do kosztów stałych wytwarzania należy zaliczyć podatki i opłaty, jeżeli nie są zaliczone do kosztów zarządu.

Do pozostałych kosztów należy zaliczać składniki kosztów nieobjęte pozycjami wymienionymi, jak np. usługi obce.

Koszty remontów (**wiersz 24**) grupują wszystkie pozycje kosztów działalności operacyjnej, tj. materiały wraz z zakupem, płace i narzuty na płace, amortyzację sprzętu i transportu technologicznego, obce usługi remontowe.

Koszty remontów obejmują remonty budynków, maszyn i urządzeń oraz innych środków trwałych, zaliczanych do miejsc powstawania kosztów wytworzenia energii elektrycznej i ciepłej, wykonywanych przez własne służby wydziałów pomocniczych lub podstawowych, jak i inne jednostki.

Koszty wydziałów pomocniczych (**wiersz 25**) obejmują działalność niezaliczoną do działalności podstawowej, jak np.:

- wydziały transportu i sprzętu zmechanizowanego,
- wydziały budowlane i naprawcze,
- wydział utylizacji odpadów paleniskowych.

Koszty energii elektrycznej z własnej produkcji, zużytej na produkcję ciepła (wiersz 11), należy ustalać według zasady przyjętej dla obliczania kosztów działalności własnej dla energii elektrycznej i rezerw mocy, tzn. według wzoru:

$$K_{E/C} = (K_z^j + K_s^j) E_c$$

gdzie:

- $K_{E/C}$ - koszt energii elektrycznej z własnej produkcji zużytej na produkcję ciepła [tys. zł],
 K_z^j, K_s^j - zgodnie z objaśnieniami do Działu 3,
 E_c - ilość energii elektrycznej z własnej produkcji zużyta na produkcję ciepła [MWh].

Rachunek kosztów powinien być przeprowadzony w skali kwartalnej. W gospodarce skojarzonej podziału kosztów pomiędzy energię elektryczną i ciepłą należy dokonywać następująco:

- a) koszty paliwa dzielić proporcjonalnie do podziału energii chemicznej paliwa uzyskanego metodą elektrowni równoważnej lub innej przyjętej w przedsiębiorstwie (Dział 9).
Jeżeli w sprawozdaniu metody te nie są wykazywane, przyjmuje się, że podział kosztów paliwa odbywa się proporcjonalnie do podziału paliwa „metodą fizyczną”,
- b) koszty zmienne dzielić proporcjonalnie do podziału kosztów paliwa,
- c) koszty stałe należy dzielić „metodą zaangażowania mocy”. Istotą tej metody jest określenie udziału podstawowego ogniwa wytwórczego, tj. kotłowni w uzyskaniu mocy osiągalnej elektrycznej lub ciepłej (maksymalnej trwałej mocy).

W gospodarce skojarzonej osiągalna (maksymalna) moc elektryczna najczęściej nie występuje równocześnie z osiągalną (maksymalną) mocą ciepłą. W tym wypadku dla określenia zaangażowania mocy kotłów w wytwarzanie energii elektrycznej lub ciepła konieczne jest stworzenie umownego kotła zastępczego, którego moc będzie sumą mocy ciepłej niezbędnej do osiągnięcia maksymalnej mocy elektrycznej i maksymalnej mocy ciepłej.

Jeśli urządzenia, rozumiane jako wspólne miejsca powstawania kosztów, pracują na rzecz kotłowni wspólnej i kotłowni wyodrębnionej, to podział kosztów stałych będzie dwustopniowy. W pierwszym etapie nale-

ży podzielić koszty stałe między kotłownię wspólną i kotłownię wyodrębnioną wg kryterium mocy osiągalnej cieplnej kotłowni, a następnie dokonać podziału wg zasad przyjętych dla kotłowni wspólnej.

Uwaga! *Koszty wytwarzania ciepła nie obejmują kosztów pozyskania i uzdatniania nośnika ciepła, natomiast powinny obejmować koszty jego podgrzewania. W kolumnie 4, w. 12 należy wykazać koszt podgrzewania nośnika jako jedną łączną pozycję.*

Dział 5. Wynik finansowy na ciepłe według rodzajów działalności, w tys. zł

W dziale tym należy wykazać rachunek wyników na ciepłe w podziale na rodzaje prowadzonej działalności.

Jeżeli przedsiębiorstwo energetyczne prowadzi wyłącznie działalność wytwórczą, **posiada tylko koncesję na wytwarzanie ciepła**, wówczas przychody z tej działalności będą stanowić należne od odbiorców:

- 1) opłaty za zamówioną moc cieplną,
- 2) opłaty za ciepło,
- 3) opłaty za nośnik ciepła dostarczony w celu napełnienia oraz uzupełnienia ubytków nośnika ciepła w sieci ciepłowniczej i instalacjach odbiorców.

Przychody z tytułu opłat za nośnik należy wykazywać tylko w kolumnie 2, wierszu 01.

Koszty przygotowania wody dla potrzeb napełniania oraz uzupełniania ubytków nośnika ciepła w podziale na koszty zmienne i stałe należy wykazać w kolumnie 2.

Dane wykazywane w kolumnie 1 nie mogą zawierać wielkości dotyczących sprzedaży i przygotowania nośnika ciepła.

Wiersz 07 – dotyczy (zgodnie z § 13 ust. 2 rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 9 października 2006 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń z tytułu zaopatrzenia w ciepło (Dz. U. Nr 193, poz. 1423)) jednostek wytwórczych, gdzie wytwarzanie energii elektrycznej odbywa się nie w pełnym skojarzeniu z produkcją ciepła. W pozycji tej należy wykazywać (wyłącznie w kolumnie 1 i odpowiednio kolumnie 6) dla przedsiębiorstw, które posiadają wyłącznie bloki energetyczne lub ciepłownicze, koszty stałe i zmienne eksploatacji członu ciepłowniczego bloku (wymyenniki, pompy obiegowe, rury itp.) oraz część kosztów ogólnych przedsiębiorstwa energetycznego, przypadających na człon ciepłowniczy, ustalonych według przyjętej w przedsiębiorstwie metody podziału kosztów wspólnych.

W przedsiębiorstwach energetycznych, w których zainstalowane są bloki energetyczne (także bloki ciepłownicze) oraz kotły ciepłownicze, do kosztów K_{cs} poza kosztami wymienionymi powyżej zalicza się również łączne koszty wytwarzania, magazynowania i przetwarzania ciepła z kotłów ciepłowniczych. Koszty K_{cs} zawierają zatem te elementy, które w przypadku elektrociepłowni, czyli wytwarzania zarówno energii elektrycznej, jak i ciepła, można przypisać wyłącznie wytwarzaniu ciepła. Ponieważ, jak podano, zawierają one elementy kosztów sprzedaży i kosztów zarządu, należy je wydzielać z wiersza „Razem koszty uzyskania przychodów” (wiersz 06).

Jeżeli przedsiębiorstwo wytwarza i dostarcza odbiorcom ciepło za pośrednictwem własnej sieci cieplnej, **posiada koncesję na wytwarzanie i dystrybucję ciepła**, wówczas rozlicza dwie działalności:

- 1) wytwarzanie,
- 2) przesył i dystrybucja ciepła.

Przychody z działalności przesyłowej i dystrybucyjnej są to opłaty za usługi przesyłowe oraz opłaty abonamentowe, przy czym są one na formularzu podzielone pomiędzy kolumnę 3 (opłaty przesyłowe) i kolumnę 4 (opłaty abonamentowe).

Koszty działalności przesyłowej są to koszty własne wg miejsc powstawania oraz koszty ciepła zużytego na potrzeby własne sieci ciepłej (straty ciepła w sieci).

Kosztem zmiennym działalności przesyłowej i dystrybucyjnej jest koszt ciepła zużytego na potrzeby sieci ciepłej (straty w sieci ciepłej).

W kolumnie 4 należy podać przychody z tytułu opłat abonamentowych oraz koszty handlowej obsługi odbiorców, których nie mogą zawierać dane wykazywane w kolumnie 3.

Jeżeli przedsiębiorstwo energetyczne prowadzi dystrybucję ciepła zakupionego od innych przedsiębiorstw własną siecią ciepłą, część ciepła wytwarza we własnych obiektach wytwórczych oraz prowadzi obrót ciepłem, **posiada koncesje na wytwarzanie, przesył i dystrybucję oraz obrót ciepłem**, wówczas rozlicza trzy działalności:

- wytwarzanie ciepła,
- przesył i dystrybucję ciepła,
- obrót ciepłem.

Przychody z działalności obrotowej będą to należne od odbiorców opłaty za moc i ciepło oraz nośnik ciepła – zakupione z zewnątrz, powiększone opłaty za obsługę odbiorców, którym dostarczane jest ciepło zakupione.

Koszty działalności obrotowej składać się będą z:

- kosztu zmiennego, którym będzie wartość mocy, ciepła i nośnika zakupionego do odsprzedaży,
- kosztu stałego, którym będą koszty własne działalności „obrot” w układzie kalkulacyjnym.

Wiersz 11 – przez produkcję ciepła rozumie się ciepło wytworzone w elektrowni lub elektrociepłowni i przeznaczone do sprzedaży na cele technologiczne lub grzewcze. Produkcja ciepła w kotłach ciepłowniczych jest to ciepło przejęte przez parę i wodę w kotłach, pomniejszone o zużycie własne, zużycie na potrzeby produkcji ciepła, jak np. napędy parowe urządzeń pomocniczych, rozmrażanie lub podgrzewanie paliwa, oraz pomniejszone o straty ciepła w rurociągach i wymiennikach na obszarze ciepłowni.

Produkcję ciepła określa się na podstawie układu pomiarowo-rozliczeniowego stanowiącego podstawę do obliczenia należności z tytułu dostawy ciepła. W przypadku nieposiadania takich urządzeń do określenia ilości ciepła można stosować wzory obliczeniowe.

Wzory obliczeniowe dla określenia ilości ciepła wysłanego na zewnątrz podaje PN-93/M-35500.

Wiersz 12 – produkcja ciepła w skojarzeniu jest to ciepło oddane na zewnątrz z upustów i wylotów turbin parowych.

Do produkcji ciepła należy zaliczać również ciepło zużyte przez przedsiębiorstwo na cele niezwiązane z produkcją energii elektrycznej i ciepłej, jak np. ogrzewanie pomieszczeń nieprodukcyjnych, biurowych, pomieszczeń socjalnych itp.

W wierszu 13 – przez sprzedaż ciepła z własnej produkcji rozumie się ilość ciepła dostarczoną do odbiorcy końcowego lub przedsiębiorstw dystrybucyjnych zajmujących się przesyłaniem ciepła. Ciepło sprzedane powinno być zgodne z ilością ciepła zafakturowanego odbiorcom i obciążonego podatkiem VAT.

W wierszu 14 – należy podawać ilość ciepła zakupionego z przeznaczeniem do odsprzedaży.

Dział 6. Zobowiązania wynikające z działalności energetycznej, w tys. zł

W dziale tym należy wykazywać poziom zobowiązania wynikającego z działalności operacyjnej i inwestycyjnej w odniesieniu do energii elektrycznej i ciepła.

Należy wykazywać stan zobowiązania na koniec okresu sprawozdawczego.

Dział 7. Import węgla kamiennego z państw trzecich (spoza Unii Europejskiej)

W dziale tym należy podać (w podziale na kraje pochodzenia): ilość i wartość dostaw węgla kamiennego importowanego z państw trzecich (spoza Unii Europejskiej) przeznaczonego do zużycia w blokach (kotłach) energetycznych.

W kolumnach 2 i 3 – należy podać wartość importu w „cenach importowych” faktycznie zapłaconych, wyrażoną w PLN i USD.

„Cena importowa” oznacza cenę „franco odbiorca” węgla wwożonego na obszar celny Wspólnoty. Cena ta zawiera poniesione przez sprzedawcę koszty dostarczenia węgla do umówionego miejsca (miejsce przeznaczenia) oraz wydatki z tytułu ubezpieczenia dostawy. „Cena importowa” nie zawiera należności celnych i podatków.

W kolumnie 4 – należy podać koszty transportu od granicy do miejsca przeznaczenia.

W kolumnie 5 – należy podać średnią ważoną wartość opałową węgla importowanego z danego kraju.

W kolumnie 6 i 7 – należy zaznaczyć rodzaj kontraktu.

Zgodnie z rozporządzeniem Rady (WE) nr 405/2003 z dnia 27 lutego 2003 r., dotyczącym wspólnotowego monitorowania przywozu węgla kamiennego pochodzącego z państw trzecich (Dz. Urz. UE L 062 z 06.03.2003, str. 1; Dz. Urz. UE Polskie wydanie specjalne, rozdz. 11, t. 46, str. 62) należy prowadzić wewnętrzną ewidencję poszczególnych dostaw węgla energetycznego wyróżniających się jednolitą ceną.

Przy czym dostawę podzieloną na partie z przyczyn dotyczących transportu należy traktować jako jedną dostawę, jeśli dla wszystkich jej części obowiązywała ta sama cena. Natomiast, jeżeli dostawa była podzielona na kilka partii, dla których ustalono różne ceny, to każdą taką partię należy traktować jako odrębną dostawę.

Dział 8. Łączny wynik na działalności energetycznej (energia elektryczna i ciepło), w tys. zł

Dział ten obejmuje rachunek wyników na całej działalności związanej z wytwarzaniem, dystrybucją i obrotem energią elektryczną i ciepłem prowadzonej w ramach jednostki sprawozdawczej.

W wierszu 01 – należy uwzględnić przychody ze sprzedaży praw majątkowych uzyskanych z tytułu produkcji energii elektrycznej w odnawialnych źródłach energii.

W wierszu 08 - należy wykazać pozostałe przychody operacyjne oraz zyski nadzwyczajne związane z działalnością w zakresie wytwarzania oraz, o ile są prowadzone, dystrybucji i obrotu energią elektryczną.

W szczególności (obok zysków nadzwyczajnych) sumę następujących pozycji pozostałych przychodów operacyjnych:

- otrzymane odszkodowania i kary umowne,
- odpisane przedawnione lub umorzone zobowiązania, z wyjątkiem zobowiązań bezwarunkowo umorzonych w wyniku postępowania naprawczego lub układowego, które zwiększają kapitał własny,
- zmniejszenie odpisów aktualizujących należności z działalności operacyjnej.

W wierszu 11 – pozycja ta obejmuje przychody finansowe związane z wytwarzaniem, obrotem i dystrybucją energii elektrycznej:

- odsetki od środków pieniężnych uzyskiwanych w działalności związanej z wytwarzaniem i ewentualnie z obrotem i dystrybucją energii elektrycznej,
- odsetki od przeterminowanych należności.

Dział 9. Zużycie paliwa

Zużycie paliwa w elektrowni (elektrociepłowni) należy określać metodą bezpośredniego pomiaru ilości paliwa doprowadzonego do kotłów. Energia chemiczna paliwa wynika z iloczynu ilości zużytego paliwa i jego średniej wartości opałowej.

W przypadku produkcji energii elektrycznej i ciepła w skojarzeniu zużycie paliw powinno zostać podzielone pomiędzy obie formy energii. W wierszach 02 i 05 należy wykazywać dane wyznaczone z zastosowaniem fizycznej metody podziału (Polska Norma PN-93/M-35500).

W przypadku produkcji energii elektrycznej i ciepła w układzie kombinowanym, np. gazowo-parowym (turbina gazowa, kocioł odzysknicowy, turbina parowa), podziału energii chemicznej paliwa zużytego w całym procesie na produkcję energii elektrycznej lub na produkcję ciepła dokonuje się proporcjonalnie do ilości uzyskanych wyjściowych rodzajów energii (energii elektrycznej i ciepła).

Podziału ilości paliwa zużytego w całym procesie na ilość paliwa zużytego na produkcję ciepła oraz ilość paliwa zużytego na produkcję energii elektrycznej w układzie kombinowanym dokonuje się proporcjonalnie do energii chemicznej paliwa zużytego na produkcję uzyskanych rodzajów energii wyjściowej (energii elektrycznej i ciepła).

W celu obliczenia energii chemicznej paliwa zużytego na produkcję energii elektrycznej należy zastosować następujący wzór:

$$Q_{be} = \frac{3,6 \times A_{be}}{3,6 \times A_{be} + Q_u} \times Q_b \text{ [GJ]}$$

W celu obliczenia ilości paliwa zużytego na produkcję energii elektrycznej należy zastosować następujący wzór:

$$M_{be} = \frac{Q_{be}}{Q_b} \times M_b \quad [\text{jedn. nat.}]$$

W celu obliczenia energii chemicznej paliwa zużytego na produkcję ciepła należy zastosować następujący wzór:

$$Q_{bc} = \frac{Q_u}{3,6 \times A_{be} + Q_u} \times Q_b \text{ [GJ]}$$

W celu obliczenia ilości paliwa zużytego na produkcję ciepła należy zastosować następujący wzór:

$$M_{bc} = \frac{Q_{bc}}{Q_b} \times M_b \quad [\text{jedn. nat.}]$$

gdzie:

- Q_{be} - energia chemiczna paliwa zużyta na produkcję energii elektrycznej [GJ],
- Q_{bc} - energia chemiczna paliwa zużyta na produkcję ciepła [GJ],
- Q_b - energia chemiczna paliwa zużyta na produkcję energii elektrycznej i ciepła [GJ],
- Q_u - produkcja ciepła brutto [GJ],
- A_{be} - produkcja energii elektrycznej brutto [MWh],
- M_{be} - ilość paliwa zużytego na produkcję energii elektrycznej,
- M_{bc} - ilość paliwa zużytego na produkcję ciepła,
- M_b - ilość paliwa zużytego na produkcję energii elektrycznej i ciepła.

Do podziału kosztów zmiennych pomiędzy energię elektryczną i ciepło może być stosowana metoda podziału paliwa, zwana metodą „elektrowni równoważnej”, oraz w uzasadnionych przypadkach metoda własna.

Dział 10. Prawa majątkowe wynikające ze świadectw pochodzenia

Uwaga! *Dział ten należy wypełniać w sprawozdaniu za I kwartał 2007 r.*

W wierszu 01 – umorzenie praw majątkowych - kol. 1 stanowi ilość energii wynikającą ze świadectw pochodzenia, które przedsiębiorstwo przedstawiło do umorzenia do 31.03.2007 r. a dotyczą wykonania obowiązku określonego w art. 9 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne w poprzednim roku kalendarzowym.

W kol. 2 należy podać wartość zakupionych świadectw podlegających umorzeniu.

W przypadku umorzenia praw majątkowych dotyczących energii elektrycznej wytworzonej we własnym odnawialnym źródle energii do wyliczenia ich wartości należy przyjąć giełdową cenę praw majątkowych w dniu zapisania świadectwa w rejestrze.

Pozostałe opłaty (kol. 4) zawierają koszty związane z zakupem praw majątkowych, dokonaniem zmian w rejestrze świadectw, ich umorzeniem. W przypadku świadectw pochodzenia energii wytworzonej we własnych źródłach są to również koszty związane z wpisem do rejestru.

Wiersz 02 – Opłata zastępcza - kol. 1 ilości energii [w MWh] odpowiadająca poniesionej opłacie zastępczej.

Kol. 2 – [w tys. zł] – wartość poniesionej opłaty zastępczej – wyliczona jako iloczyn kol. 1 przez ustaloną dla danego roku jednostkową opłatę zastępczą.

Dział 11. Dane techniczne i produkcyjne układów skojarzonych oraz sprzedaż energii z wysokosprawnej kogeneracji

Uwaga!

- 1) *W dziale tym należy dążyć do oddzielenia układów, w których dla potrzeb produkcji energii elektrycznej spala się tylko paliwa odnawialne (biomasę i biogaz), układów spalających tylko gaz od układów pozostałych (spalających węgiel, współspalających różne paliwa).*
- 2) *Użyte w Dziale 11 symbole określające numery wierszy, oznaczone „w. numer wiersza”, odnoszą się do poszczególnych pozycji Działu 11 (np. w. 21 – oznacza wiersz 21 Działu 11).*
- 3) *W dziale tym dane techniczne dotyczące produkcji mają dotyczyć całego roku 2007, dane dotyczące sprzedaży energii elektrycznej, wiersze 45 do 48, mają obejmować okres od 1 lipca do 31 grudnia 2007 r.*
- 4) *Akt prawny, który reguluje zagadnienia kogeneracji: rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 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).*

Rodzaje układów skojarzonych:

- BL - układ blokowy parowy
- KL - układ kolektorowy parowy
- GK - układ kombinowany gazowo-parowy
- GO - turbina gazowa z kotłem odzysknicowym ciepłowniczym
- SK - silnik wewnętrznego spalania z kotłem odzysknicowym energetycznym i turbiną parową
- SO - silnik wewnętrznego spalania z kotłem odzysknicowym ciepłowniczym
- IN - inne

W wierszu 03 należy wpisać:

- 1 - w przypadku wykorzystywania paliwa gazowego (art. 3 pkt 3a ustawy – Prawo energetyczne).

Wiersz 19 – moc osiągalna cieplna w skojarzeniu (netto) [MW] - jest to maksymalna moc, z jaką układ może zasilać sieć ciepłowniczą lub odbiorców z upustów i wylotów turbin parowych oraz z kotłów ciepłowniczych odzysknicowych wykorzystujących ciepło z turbin gazowych, silników wewnętrznego spalania, itp.

Wiersz 20 – produkcja energii elektrycznej brutto A_{be} [MWh] - produkcja energii elektrycznej zmierzona na zaciskach generatorów układu.

Wiersz 21 – produkcja energii mechanicznej A_{bm} [MWh] w opisywanym układzie, w skojarzeniu lub poza procesem skojarzonym – jest to energia wytworzona i wykorzystywana do bezpośredniego napędzania urządzeń np. pomp (turbopompy), sprężarek itp. Energia ta, w większości przypadków, jest zużywana na potrzeby własne procesu przemiany energetycznej. Może być również sprzedawana na zewnątrz. Energię tę należy przeliczać na energię elektryczną w stosunku 1:1.

Wiersz 22 – całkowita produkcja ciepła użytecznego Q_u [GJ] - jest to ilość ciepła wyprodukowanego i dostarczonego przez układ skojarzony do sieci lub procesu produkcyjnego przeznaczonego:

- do ogrzewania budynków i przygotowania ciepłej wody użytkowej,
- do przemysłowych procesów technologicznych,
- dla obiektów wykorzystujących do produkcji rolnej i zwierzęcej, w celu zapewnienia odpowiedniej temperatury i wilgotności w tych obiektach,
- do wtórnego wytwarzania chłodu w przypadkach wcześniej wymienionych, która w przeciwnym razie byłaby dostarczana z innych źródeł.

Wiersz 27 – produkcja ciepła użytecznego w skojarzeniu Q_{uq} - jest to ciepło użyteczne uzyskane z upustów i wylotów turbin parowych dostarczone do sieci lub procesu produkcyjnego. Do ciepła użytecznego w skojarzeniu należy zaliczyć również ciepło uzyskane z kotłów odzysknicowych ciepłowniczych turbin gazowych i silników wewnętrznego spalania, stanowiących wyodrębniony zespół urządzeń jednostki kogeneracji.

Wiersz 28 – produkcja ciepła użytecznego poza procesem skojarzonym Q_{uk} - jest to produkcja ciepła, której nie towarzyszy wytwarzanie energii elektrycznej lub mechanicznej. Do ciepła tego należy zaliczyć ciepło użyteczne uzyskane z upustu pary świeżej, z kotła odzysknicowego wytworzone w wyniku dodatkowego spalania paliwa.

Wiersz 29 – całkowita energia chemiczna zużytych paliw Q_b – jest to energia chemiczna zawarta w paliwie wprowadzonym do układu skojarzonego. Do energii chemicznej zużytego paliwa należy zaliczyć energię doprowadzoną do układu z innego procesu w postaci pary, gorącej cieczy grzewczej lub gorącego gazu.

Całkowitą energię zużytych paliw Q_b należy obliczyć zgodnie z punktem VI załącznika nr 1 do rozporządzenia.

Wiersz 31 – sprawność wytwarzania energii elektrycznej i ciepła łącznie η [%] - jest zdefiniowana jako stosunek całkowitej energii wyprowadzonej z układu skojarzonego, pomniejszonej o ciepło wytworzone poza procesem skojarzonym, do całkowitej energii doprowadzonej do układu skojarzonego, pomniejszonej o energię chemiczną paliw zużytych na wytworzenie ciepła poza procesem skojarzonym.

$$\eta = \frac{3,6 \times (w.20 + w.21) + w.27}{w.29 - w.30} \times 100\%$$

Wiersz 32 – sprawność graniczna wybranych technologii skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej/mechanicznej i ciepła użytecznego:

Typ układu skojarzonego	Sprawność graniczna
Turbina parowa upustowo-kondensacyjna Układ gazowo-parowy z odzyskiem ciepła	80%
Turbina parowa przeciwprężna Turbina gazowa z odzyskiem ciepła Silnik spalinowy Mikroturbina Silnik Stirlinga Ogniwo paliwowe Silniki parowe Ograniczony obieg Rankine'a Pozostałe rodzaje technologii pracujących w kogeneracji	75%

Dla układu kolektorowego parowego zawierającego tylko turbiny przeciwprężne należy przyjąć sprawność graniczną wyznaczoną dla turbiny przeciwprężnej (75%).

Dla układu kolektorowego zawierającego chociaż jedną turbinę upustowo-kondensacyjną należy przyjąć sprawność graniczną wyznaczoną dla turbiny upustowo-kondensacyjnej (80%).

Wiersz 33 – średni współczynnik zmiany mocy β .

Współczynnik zmiany mocy β należy obliczyć zgodnie z punktem VII załącznika nr 1 do rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 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).

Dla układów bez zmiany mocy elektrycznej lub mechanicznej, przy założeniu stałej energii chemicznej doprowadzonej w paliwie, współczynnik zmiany mocy β przyjmuje wartość 0. Dotyczy to układów z turbinami parowymi przeciwprężnymi (bez upustu regulowanego), turbin gazowych z kotłem odzysknicowym, silników spalinowych z odzyskiem ciepła. W przypadku gdy sprawność wytwarzania energii elektrycznej i ciepła łącznie η (wiersz 31) jest większa lub równa sprawności granicznej można nie określać współczynnika β .

Wiersz 34 – średni współczynnik zmiany mocy β (standardowy). W przypadku braku odpowiednich pomiarów, dla potrzeb statystycznych, współczynnik zmiany mocy można określić na podstawie tabeli:

Typowe wartości współczynników zmiany mocy β

Ciśnienie pary upustowej/ dopustowej	Sprawność wewnętrzna (izentropowa) turbiny parowej				
	65 %	70 %	75 %	80 %	84 %
p [MPa]					
2,17	0,200	0,213	0,227	0,244	0,256
1,48	0,185	0,200	0,213	0,227	0,238
1,14	0,175	0,189	0,204	0,217	0,227
0,79	0,164	0,175	0,189	0,200	0,213
0,38	0,139	0,149	0,159	0,169	0,179
0,24	0,123	0,133	0,143	0,152	0,159

Wiersz 35 – stosunek energii elektrycznej do ciepła C - należy wyznaczać w przypadku, gdy sprawność wytwarzania energii elektrycznej i ciepła łącznie (wiersz 31) jest mniejsza od sprawności granicznej.

Należy obliczać wg następującego wzoru:

$$w.35 = \frac{3,6 \times (w.20 + w.21) + (w.33 \text{ lub } w.34) \times w.27}{w.29 - w.30} \times 100 - (w.33 \text{ lub } w.34) \times w.32}{w.32 - \frac{3,6 \times (w.20 + w.21) + (w.33 \text{ lub } w.34) \times w.27}{w.29 - w.30} \times 100}$$

W uzasadnionych przypadkach, jeżeli określenie wartości stosunku energii elektrycznej z kogeneracji do ciepła użytkowego w kogeneracji nie jest technicznie możliwe w wyniku pomiarów lub koszty przeprowadzenia pomiarów są niewspółmiernie wysokie w stosunku do wartości energii z wysokosprawnej kogeneracji wytworzonej w danej jednostce kogeneracji, przyjmuje się wartość podaną przez producenta zamieszczoną w aktualnej dokumentacji technicznej. Gdy dokumentacja ta nie jest dostępna, do obliczeń przyjmuje się następujące wartości domyślne współczynnika określającego stosunek energii elektrycznej z kogeneracji do ciepła użytkowego w kogeneracji, w zależności od typu jednostki kogeneracji:

- 1) 0,95 dla układu gazowo-parowego z odzyskiem ciepła,
- 2) 0,45 dla turbiny parowej przeciwprężnej,
- 3) 0,45 dla turbiny parowej upustowo-kondensacyjnej,
- 4) 0,55 dla turbiny gazowej z odzyskiem ciepła,
- 5) 0,75 dla silnika spalinowego

- pod warunkiem, że obliczona ilość energii elektrycznej z kogeneracji jest niższa lub równa całkowitej produkcji energii elektrycznej z tej jednostki.

Wiersz 36 – produkcja energii elektrycznej brutto w skojarzeniu (w rozumieniu Dyrektywy 2004/8/WE) A_{bq} (Prawo Energetyczne Art. 3 pkt 36).

W przypadku wytwarzania energii elektrycznej i ciepła przez układ (wiersz 31) ze sprawnością co najmniej równą sprawności granicznej energia ta jest sumą produkcji energii elektrycznej brutto i energii mechanicznej.

$$w.36 = w.20 + w.21 \quad [\text{MWh}]$$

W przeciwnym wypadku energię tę oblicza się według wzoru:

$$w.36 = \frac{w.23 \times w.35}{3,6} \quad [\text{MWh}]$$

Wiersz 37 – energia chemiczna paliw zużytych do wytwarzania energii elektrycznej poza procesem skojarzonym Q_{bek} – należy obliczyć według wzoru:

$$w.37 = \frac{3,6 \times (w.20 + w.21 - w.36)}{\eta_{ek} \times 0,01} \quad [\text{GJ}]$$

gdzie:

$$\eta_{ek} = \frac{3,6 \times (w.20 + w.21) + \beta \times w.23}{(w.29 - w.30)} \times 100 [\%]$$

gdzie:

β = wiersz 33 lub wiersz 34.

Wiersz 38 – energia chemiczna paliw zużytych w procesie skojarzonym Q_{bq} – należy obliczyć według wzoru:

$$w.38 = w.29 - w.30 - w.37 \quad [\text{GJ}]$$

Wiersz 39 - w wierszu tym należy wpisać wielkości odpowiednie dla danego układu podane w poniższej tabeli:

Wartości referencyjne sprawności wytwarzania energii elektrycznej w procesie rozdzielonym η_{refe} , [%]

Rodzaj paliwa zużytego w jednostce kogeneracji		Rok rozpoczęcia eksploatacji jednostki kogeneracji										
		≤1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006-2011
Stale	Węgiel kamienny, koks	39,7%	40,5%	41,2%	41,8%	42,3%	42,7%	43,1%	43,5%	43,8%	44,0%	44,2%
	Węgiel brunatny, brykiety z węgla brunatnego	37,3%	38,1%	38,8%	39,4%	39,9%	40,3%	40,7%	41,1%	41,4%	41,6%	41,8%
	Torf, brykiety z torfu	36,5%	36,9%	37,2%	37,5%	37,8%	38,1%	38,4%	38,6%	38,8%	38,9%	39,0%
	Drewno opałowe oraz odpady drzewne	25,0%	26,3%	27,5%	28,5%	29,6%	30,4%	31,1%	31,7%	32,2%	32,6%	33,0%
	Biomasa pochodzenia rolniczego	20,0%	21,0%	21,6%	22,1%	22,6%	23,1%	23,5%	24,0%	24,4%	24,7%	25,0%
	Biorozkładalne odpady komunalne	20,0%	21,0%	21,6%	22,1%	22,6%	23,1%	23,5%	24,0%	24,4%	24,7%	25,0%
	Nieodnawialne odpady komunalne i przemysłowe	20,0%	21,0%	21,6%	22,1%	22,6%	23,1%	23,5%	24,0%	24,4%	24,7%	25,0%
	Łupek naftowy	38,9%	38,9%	38,9%	38,9%	38,9%	38,9%	38,9%	38,9%	38,9%	38,9%	39,0%
Ciekłe	Olej (olej napędowy, olej opałowy), LPG	39,7%	40,5%	41,2%	41,8%	42,3%	42,7%	43,1%	43,5%	43,8%	44,0%	44,2%
	Biopaliwa	39,7%	40,5%	41,2%	41,8%	42,3%	42,7%	43,1%	43,5%	43,8%	44,0%	44,2%
	Biorozkładalne odpady	20,0%	21,0%	21,6%	22,1%	22,6%	23,1%	23,5%	24,0%	24,4%	24,7%	25,0%
	Nieodnawialne odpady	20,0%	21,0%	21,6%	22,1%	22,6%	23,1%	23,5%	24,0%	24,4%	24,7%	25,0%
Gazowe	Gaz ziemny	50,0%	50,4%	50,8%	51,1%	51,4%	51,7%	51,9%	52,1%	52,3%	52,4%	52,5%
	Gaz rafineryjny, wodór	39,7%	40,5%	41,2%	41,8%	42,3%	42,7%	43,1%	43,5%	43,8%	44,0%	44,2%
	Biogaz	36,7%	37,5%	38,3%	39,0%	39,6%	40,1%	40,6%	41,0%	41,4%	41,7%	42,0%

Gaz koksowniczy, gaz wielkopiecowy, inne paliwa gazowe pochodzące z odpadów	35%	35%	35%	35%	35%	35%	35%	35%	35%	35%	35%	35%
---	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----

W przypadku, gdy w jednostce kogeneracji spalane są różne rodzaje paliw, referencyjną wartość sprawności dla rozdzielonej produkcji energii elektrycznej skorygowaną ze względu na różnorodność paliw, oznaczaną symbolem „ $\eta_{refe\ pal}$ ” i wyrażoną w procentach, należy określać według wzoru:

$$\eta_{refe\ pal} = \sum_{i=1}^n U_i \cdot \eta_{refe\ Z_i}$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

U_i – udział energii chemicznej strumienia i -tego rodzaju paliwa w całkowitej energii chemicznej paliw, doprowadzonych do jednostki kogeneracji, wyrażony w GJ/GJ;

η_{refeZ_i} – zharmonizowane referencyjne wartości sprawności dla rozdzielonej produkcji energii elektrycznej dla i -tego rodzaju paliwa spalanego w jednostce kogeneracji, podane w tabeli powyżej, wyrażone w procentach;

n – ilość strumieni energii chemicznej paliw spalanych w jednostce kogeneracji.

W przypadku, gdy paliwo spalane w danej jednostce kogeneracji nie widnieje w tabeli powyżej, musi ono zostać przypisane do jednego z istniejących typów paliw, zgodnie z uzasadnioną decyzją, opisującą charakterystyczne cechy danego paliwa i wybrane przyporządkowanie. Dla paliw, które nie są w żaden sposób powiązane z paliwami z tabeli powyżej (np. paliwo jądrowe) należy odrębnie dla każdego przypadku wyznaczyć referencyjne wartości sprawności, które muszą zostać zaakceptowane przez Komisję.

Referencyjną wartość sprawności dla rozdzielonej produkcji energii elektrycznej należy korygować w celu dostosowania średniej rocznej temperatury otoczenia wynoszącej dla warunków panujących w Polsce 8°C , do poziomu referencyjnego (15°C)

– o 0,1% (punktu procentowego) obniżenia sprawności za każdy stopień powyżej 15°C ;

o 0,1% (punktu procentowego) wzrostu sprawności za każdy stopień poniżej 15°C . Referencyjna wartość sprawności dla rozdzielonej produkcji energii elektrycznej skorygowana ze względu na temperaturę otoczenia, oznaczona symbolem „ $\eta_{refe\ to}$ ” i wyrażona w procentach, będzie określana według wzoru:

$$\eta_{refe\ to} = \eta_{refe\ pal} + 0,1 \cdot (15 - to)$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

$\eta_{refe\ pal}$ – referencyjna wartość sprawności dla rozdzielonej produkcji energii elektrycznej wyrażona w procentach;

to – średnia roczna temperatura otoczenia, przyjęta jako 8°C . Korekta referencyjnych wartości sprawności z uwagi na zmianę temperatury nie jest stosowana dla ogniw paliwowych.

Referencyjną wartość sprawności dla rozdzielonej produkcji energii elektrycznej, oznaczoną symbolem „ η_{refe} ” i wyrażoną w procentach, należy korygować ze względu na straty sieciowe, dla poziomów napięć poda-

nych w tablicy poniżej, przy czym poziom napięcia podawany jest według poziomu napięcia oddawania energii z jednostki kogeneracji do sieci elektroenergetycznych, z wykorzystaniem mnożników podanych w tablicy poniżej, i określać według wzoru:

$$\eta_{\text{refe}} = \eta_{\text{refe to}} \cdot \sum_{i=1}^n U_i \cdot Z_i$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

$\eta_{\text{refe to}}$ – referencyjna wartość sprawności dla rozdzielonej produkcji energii elektrycznej wyrażona w procentach;

U_i – udział i-tego strumienia energii elektrycznej na danym poziomie napięcia, dla określonego profilu wykorzystania w całkowitym strumieniu energii elektrycznej z jednostki kogeneracji, wyrażony w MWh/MWh;

Z_i – wartości mnożników dla i-tego strumienia energii elektrycznej, podane w tablicy poniżej, wielkości bezwymiarowe;

n – ilość strumieni energii elektrycznej w jednostce kogeneracji.

Mnożniki podane w tablicy poniżej nie dotyczą drewna opałowego i odpadów drzewnych oraz biogazu. Dla energii wytworzonej z tych paliw przyjmuje się wartość mnożnika równą jeden.

Poziom napięcia	Wartość mnożnika korygującego ze względu na straty sieciowe (Zi)	
	Energia oddawana do sieci	Energia na potrzeby własne
> 200 kV	1	0,985
100-200 kV	0,985	0,965
50-100 kV	0,965	0,945
0,4-50 kV	0,945	0,925
< 0,4 kV	0,925	0,860

Wiersz 41 – w wierszu tym należy wpisać wielkości odpowiednie dla danego układu podane w poniższej tabeli.

Referencyjne wartości sprawności dla rozdzielonej produkcji ciepła użytkowego

Rodzaj paliwa zużytego w jednostce kogeneracji		Rodzaj czynnika	
		Para technologiczna/ gorąca woda grzewcza	Bezpośrednie wykorzystanie gazów spalinowych
Stale	Węgiel kamienny, koks	88%	80%
	Węgiel brunatny, brykiety z węgla brunatnego	86%	78%
	Torf, brykiety torfowe	86%	78%
	Drewno opałowe oraz odpady drzewne	86%	78%
	Biomasa pochodzenia rolniczego	80%	72%
	Biorozkładalne odpady komunalne	80%	72%
	Nieodnawialne odpady komunalne i przemysłowe	80%	72%
	Łupek naftowy	86%	78%

Rodzaj paliwa zużytego w jednostce kogeneracji		Rodzaj czynnika	
		Para technologiczna/ gorąca woda grzewcza	Bezpośrednie wykorzystanie gazów spalinowych
Ciekłe	Olej (olej napędowy, olej opałowy), LPG	89%	81%
	Biopaliwa	89%	81%
	Biorozkładalne odpady	80%	72%
	Nieodnawialne odpady	80%	72%
Gazowe	Gaz ziemny	90%	82%
	Gaz rafineryjny, wodór	89%	81%
	Biogaz	70%	62%
	Gaz koksowniczy, gaz wielkopieczowy, inne paliwa gazowe pochodzące z odpadów	80%	72%

Referencyjne wartości sprawności dla rozdzielonej produkcji ciepła użytkowego należy wyznaczać według zharmonizowanych referencyjnych wartości sprawności wyrażonych w procentach, podanych w tablicy powyżej, z zastosowaniem odpowiednich zasad i korekt.

Referencyjne wartości sprawności dla rozdzielonej produkcji ciepła użytkowego z poszczególnych paliw, oznaczone symbolem „ $\eta_{refc R}$ ” i wyrażone w procentach, należy korygować ze względu na różne rodzaje ciepła użytkowego podane w tablicy powyżej i określać według wzoru:

$$\eta_{refc R} = \sum_{i=1}^n U_{qui} \cdot \eta_{refc Zi}$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

U_{qui} – udział ilości ciepła użytkowego i-tego rodzaju w całkowitej ilości ciepła użytkowego, wyprodukowanego w jednostce kogeneracji, wyrażony w GJ/GJ;

$\eta_{refc Zi}$ – zharmonizowane referencyjne wartości sprawności dla rozdzielonej produkcji ciepła użytkowego dla i-tego rodzaju ciepła użytkowego w jednostce kogeneracji, podane w tablicy powyżej, wyrażone w procentach;

n – ilość rodzajów ciepła użytkowego wyprodukowanego w jednostce kogeneracji.

Referencyjną wartość sprawności dla rozdzielonej produkcji ciepła użytkowego, oznaczaną symbolem „ η_{refc} ” i wyrażaną w procentach, należy korygować ze względu na różne rodzaje paliw spalanych w jednostce kogeneracji, wymienionych w tablicy powyżej i określać według wzoru:

$$\eta_{refc} = \sum_{i=1}^n U_{qbi} \cdot \eta_{refc Ri}$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

U_{qbi} – udział energii chemicznej strumienia i-tego rodzaju paliwa w całkowitej energii chemicznej paliw, doprowadzonych do jednostki kogeneracji, wyrażony w GJ/GJ;

$\eta_{refc Ri}$ – referencyjne wartości sprawności dla rozdzielonej produkcji ciepła użytkowego z i-tego paliwa, wyrażone w procentach;

n – ilość strumieni energii chemicznej paliw spalanych w jednostce kogeneracji.

W przypadku, gdy paliwo spalane w danej jednostce kogeneracji nie widnieje na liście w tablicy powyżej, musi ono zostać przypisane do jednego z istniejących typów paliw, zgodnie z uzasadnioną decyzją, opisującą charakterystyczne cechy danego paliwa i wybrane przyporządkowanie. Dla paliw, które nie są w żaden sposób

powiązane z paliwami z tablicy powyżej (np. paliwo jądrowe) należy odrębnie dla każdego przypadku wyznaczyć referencyjne wartości sprawności, które muszą zostać zaakceptowane przez Komisję.

Wiersz 41 – oszczędność energii pierwotnej PES – należy obliczyć według wzoru:

$$PES = \left(1 - \frac{I}{\frac{\frac{w.27}{w.38} \times 100}{w.40} + \frac{\frac{3,6 \times w.36}{w.38} \times 100}{w.39}} \right) \times 100 [\%]$$

Wiersz 42 – produkcja energii elektrycznej brutto w wysokosprawnej kogeneracji w układach na małą skalę (o mocy zainstalowanej poniżej 1 MW). W przypadku uzyskania przez układ kogeneracyjny o mocy poniżej 1 MW jakiegokolwiek oszczędności energii pierwotnej PES produkcja energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji jest równa produkcji energii elektrycznej brutto w rozumieniu Dyrektywy 2004/8/WE. W przeciwnym razie produkcja tej energii układu kogeneracyjnego na małą skalę jest równa zero.

Wiersz 43 – produkcja energii elektrycznej brutto w wysokosprawnej kogeneracji w układach opalanych gazem. W przypadku uzyskania przez układ kogeneracyjny spalający tylko gaz o mocy zainstalowanej co najmniej 1 MW oszczędności energii pierwotnej PES co najmniej 10% produkcja energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji jest równa produkcji energii elektrycznej brutto w rozumieniu Dyrektywy 2004/8/WE. W przeciwnym razie produkcja tej energii układu spalającego gaz jest równa zero.

Wiersz 44 – produkcja energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji w pozostałych układach. W przypadku uzyskania przez układ kogeneracyjny o mocy zainstalowanej równej co najmniej 1 MW oraz spalający paliwa inne niż gaz oszczędności energii pierwotnej PES co najmniej 10% produkcja energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji jest równa produkcji energii elektrycznej brutto w rozumieniu Dyrektywy 2004/8/WE. W przeciwnym razie produkcja tej energii układu kogeneracyjnego jest równa zero.

W wierszach 45 do 48 – należy wykazać dane za okres od 1 lipca do 31 grudnia 2007 r.

W wolumenie sprzedaży energii elektrycznej pochodzącej z wysokosprawnej kogeneracji nie należy ujmować ilości energii sprzedawanej w ramach kontraktów długoterminowych oraz wytworzonej w odnawialnych źródłach energii.

W przychodach ze sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji nie należy uwzględniać przychodów z tytułu zbycia praw majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia wydanych dla tej energii.