

<b>MINISTERSTWO GOSPODARKI</b> pl. Trzech Krzyży 3/5. 00 - 507 Warszawa		
Nazwa i adres jednostki sprawozdawczej	<b>G - 10.2</b> <b>Sprawozdanie o działalności</b> <b>podstawowej elektrowni</b> <b>cieplnej zawodowej</b>	<b>Agencja Rynku Energii S.A.</b> 00 - 950 Warszawa 1 skr. poczt. 143
Numer identyfikacyjny - REGON		za 2006 r.

**Dział 1. Zdolności produkcyjne elektrowni - stan na koniec roku**

Wyszczególnienie			Ilość
0			1
Wydajność kotłów energetycznych (t/h)	zainstalowana	01	
	osiągalna	02	
Moc kotłów energetycznych (MW)	osiągalna	03	
Moc kotłów ciepłowniczych (MW)	zainstalowana	04	
	osiągalna	05	
Moc osiągalna cieplna ogółem (MW)		06	
Moc osiągalna cieplna w skojarzeniu (MW)		07	
Moc elektryczna turbozespołów (MW)	zainstalowana	08	
	osiągalna	09	
Moc osiągalna elektrowni (MW)	brutto	10	
	netto	11	
Moc elektryczna przy osiągalnej mocy cieplnej (MW)		12	
Moc cieplna przy osiągalnej mocy elektrycznej (MW)		13	
Moc cieplna zamówiona (MW)		14	

**Dział 1. Zdolności produkcyjne elektrowni - zmiany mocy zainstalowanej lub osiągalnej (c.d.)**

Wyszczególnienie		Moc elektryczna (MW)			Moc cieplna osiągalna (MW)
		zainstalowana	osiągalna		
0			2	brutto	netto
3		4			
Stan na początek roku		15			
Przyczyna zmiany (+) przyrost. (-) ubytek	I	16			
	K	17			
	L	18			
	M	19			
	O	20			

## Dział 2. Podstawowe dane eksploatacyjne

Wyszczególnienie				Jednostka miary	Ilość			
					w jednostce miary	w GJ		
0					1	2		
Zuzycie paliw w kotłach energetycznych	Kod i nazwa paliwa	60	węgiel kamienny do celów energetycznych	01	t			
		03	węgiel brunatny	02				
		96	olej opalowy lekki	03				
		99	olej opalowy ciężki wysokosiarkowy	04				
		98	olej opalowy ciężki niskosiarkowy	05				
		64	olej napędowy do silników (Diesla)	06				
		10	olej napędowy do innych celów (paliwo zeglugowe)	07				
		13	gaz ziemny wysokometanowy	08	tys.m <sup>3</sup>			
		14	gaz ziemny zaazotowany	09				
		16	gaz koksowniczy	10				
		19	gaz wielkopiecowy	11				
		12	gaz ciekły	12	t			
		15	gaz ziemny z odmetanowania kopalń	13	tys.m <sup>3</sup>			
		79	paliwa odpadowe gazowe	14	GJ	X		
		25	gaz gnilny z wysypisk odpadów	15		X		
		26	gaz gnilny z oczyszczalni ścieków	16		X		
		27	gaz gnilny pozostały	17		X		
		33	paliwa stałe z biomasy rolniczej	18		X		
		83	frakcje organiczne stałych odpadów komunalnych	19		X		
		84	pozostałe paliwa stałe z biomasy	20		X		
		34	pozostałe odpady przemysłowe stałe i ciekłe	21		X		
		35	nieorganiczne odpady komunalne stałe	22		X		
		36	paliwa ciekłe z biomasy	23		X		
		95	drewno opalowe	24	t			
		23	ciepło w parze i gorącej wodzie (z zewnątrz)	25	GJ	X		
		X	w tym z biomasy i biogazu	26		X		
		X	inne paliwa	27		X		
		23	ciepło w parze i gorącej wodzie z turbin gazowych i silników wewnętrznego spalania	28		X		
		Razem energia chemiczna (w. 01+...+25 + 27)				29	X	
		z tego		na produkcję energii elektrycznej i mechanicznej		30	X	
				na produkcję ciepła		31	X	

## Dział 2. Podstawowe dane eksploatacyjne (c.d.)

Wyszczególnienie				Jednostka miary	Ilość			
					w jednostce miary	w GJ		
0					1	2		
Zużycie paliw przez turbiny gazowe oraz silniki wewnętrznego spalania	Kod i nazwa paliwa	96	olej opalowy lekki	32	t			
		64	olej napędowy do silników (Diesla)	33				
		10	olej napędowy do innych celów (paliwo żeglugowe)	34				
		13	gaz ziemny wysokometanowy	35	tys.m <sup>3</sup>			
		14	gaz ziemny zaazotowany	36				
		16	gaz koksowniczy	37				
		19	gaz wielkopiecowy	38				
		12	gaz ciekły	39	t			
		15	gaz ziemny z odmetanowania kopalń	40	tys.m <sup>3</sup>			
		79	paliwa odpadowe gazowe	41	GJ	X		
		25	gaz gnilny z wysypisk odpadów	42		X		
		26	gaz gnilny z oczyszczalni ścieków	43		X		
		27	gaz gnilny pozostały	44		X		
		X	inne paliwa	45		X		
		Razem energia chemiczna (w. 32+...+45)				46		X
z tego	na produkcję energii elektrycznej i mechanicznej			47		X		
	na produkcję ciepła			48		X		
Zużycie paliw w kotłach ciepłowniczych	Kod i nazwa paliwa	60	węgiel kamienny do celów energetycznych	49	t			
		03	węgiel brunatny	50				
		96	olej opalowy lekki	51				
		99	olej opalowy ciężki wysokosiarkowy	52				
		98	olej opalowy ciężki niskosiarkowy	53				
		64	olej napędowy do silników (Diesla)	54				
		10	olej napędowy do innych celów (paliwo żeglugowe)	55				
		13	gaz ziemny wysokometanowy	56		tys.m <sup>3</sup>		
		14	gaz ziemny zaazotowany	57				
		16	gaz koksowniczy	58				
		19	gaz wielkopiecowy	59				
		12	gaz ciekły	60	t			
		15	gaz ziemny z odmetanowania kopalń	61	tys.m <sup>3</sup>			
		79	paliwa odpadowe gazowe	62	GJ	X		
		25	gaz gnilny z wysypisk odpadów	63		X		
		26	gaz gnilny z oczyszczalni ścieków	64		X		
		27	gaz gnilny pozostały	65		X		
		33	paliwa stałe z biomasy rolniczej	66		X		
		83	frakcje organiczne stałych odpadów komunalnych	67		X		
		84	pozostałe paliwa stałe z biomasy	68		X		
		34	pozostałe odpady przemysłowe stałe i ciekłe	69		X		
		35	nieorganiczne odpady komunalne stałe	70		X		
		36	paliwa ciekłe z biomasy	71		X		
		95	drewno opalowe	72	t			
		23	ciepło w parze i gorącej wodzie (z zewnątrz)	73	GJ	X		
		X	w tym z biomasy i biogazu	74		X		
		X	inne paliwa	75		X		
		23	ciepło w parze i gorącej wodzie z turbin gazowych i silników wewnętrznego spalania	76		X		
		Razem energia chemiczna (w. 49+...+ 73 + 75)				77		X

## Dział 2. Podstawowe dane eksploatacyjne (dok.)

Wyszczególnienie			Jednostka miary	Ilość
0			1	
Energia elektryczna	Produkcja energii elektrycznej brutto		78	MWh
	w tym w skojarzeniu (zgodnie z PN)		79	
	Produkcja energii mechanicznej		80	
	z wierszy 78 i 80	turbiny gazowe i silniki wewnętrznego spalania	81	
		z odnawialnych źródeł energii	82	
		w tym produkcja z biomasy i biogazu	83	
	Zużycie własne na produkcję energii elektrycznej		84	
	Zużycie na produkcję ciepła		85	
	Zużycie na inne cele		86	
	Zakup na potrzeby elektrowni		87	
	w tym	na produkcję ciepła	88	
		na produkcję energii elektrycznej	89	
	Energia wprowadzona do sieci		90	
	w tym	400 i 220kV	91	
110kV		92		
SN		93		
Obniżenie produkcji		94		
Ciepło przejęte przez parę i wodę w kotłach energetycznych			95	GJ
z tego	na produkcję energii elektrycznej	96		
	na produkcję energii mechanicznej	97		
	na produkcję ciepła	98		
Ciepło przejęte przez parę i wodę w kotłach ciepłowniczych			99	
Produkcja ciepła netto	z kotłów energetycznych		100	
	z tego	z upustów i wylotów turbin	101	
		z kolektorów pary świeżej	102	
	z kotłów ciepłowniczych		103	
	Razem (w. 100 + 103)		104	
Zatrudnienie			105	osoby
Sprawność kotłów ciepłowniczych			106	%
Sprawność przemiany energii chemicznej paliwa brutto w energię elektryczną, mechaniczną i ciepło elektrownia / elektrociepłownia (z pominięciem kotłów ciepłowniczych)			107	%
Wskaźniki techniczno-ekonomiczne	energia paliwa na 1 kWh energii elektrycznej brutto lub mechanicznej		108	kJ/kWh
	energia paliwa na 1 GJ energii cieplnej w kotłach energetycznych		109	MJ/GJ
	energia paliwa na 1 GJ energii cieplnej w kotłach ciepłowniczych		110	
	wskaźnik zużycia energii elektrycznej i mechanicznej na produkcję energii elektrycznej i mechanicznej		111	%
Razem energia chemiczna paliwa na produkcję energii elektrycznej, mechanicznej i ciepła (bez kotłów ciepłowniczych) (w. 27 + w. 46)			112	GJ
w tym	na produkcję energii elektrycznej i mechanicznej (w. 28 + w. 47)		113	
	na produkcję ciepła (bez kotłów ciepłowniczych) (w. 31 + w. 48)		114	

## Dział 3. Dostawy paliwa

Wyszczególnienie		Jednostka miary	Węgiel kamienny	Węgiel brunatny	Gaz ziemny	Gaz koksowniczy	Paliwa ciekłe	Biogaz	Biomasa	Inne paliwa
0		1 2 3 4 5 6 7 8								
Z kopalni	ilość	01	t/tys.m <sup>3</sup>							
	średnia wartość opałowa	02	kJ/kg <sup>-1</sup>							
	energia chemiczna	03	GJ							
	wartość paliwa zakupionego	04	tys. zł							
Z importu	ilość	05	t/tys.m <sup>3</sup>							
	średnia wartość opałowa	06	kJ/kg <sup>-1</sup>							
	energia chemiczna	07	GJ							
	wartość paliwa zakupionego	08	tys. zł							

\*) w przypadku gazu kJ/m<sup>3</sup>



## Dział 5. Dane techniczne i produkcyjne układów skojarzonych

Wyszczególnienie		Jednostka miarw	Układ nr 1	Układ nr 2	Układ nr 3	Układ nr 4	
0			1	2	3	4	
Rodzaj układu skojarzonego	01						
Kod paliwa dominującego	02						
	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 opalowy OO	09						
Kotły parowe odzysknicowe OI	10						
Kotły ciepownicze odzysknicowe OW	11						
Turbiny przeciwprężne TP z upustem nieregulowanym	12						
Turbiny przeciwprężne TP z upustem regulowanym	13						
Turbiny upustowo-kondensacyjne UK	14						
Turbiny gazowe TG	15						
Silniki wewnętrznego spalania S	16						
Moc zainstalowana kotłów	17		MW				
Moc osiągalna kotłów	18						
Moc zainstalowana turbin	19						
Moc osiągalna elektryczna brutto	20						
Moc osiągalna elektryczna netto	21						
Moc osiągalna cieplna w skojarzeniu	22						
Produkcja energii elektrycznej brutto $A_{be}$	23	MWh					
Produkcja energii mechanicznej $A_{bm}$	24						
Całkowita produkcja ciepła użytecznego $Q_v$	25	GJ					
Ciepło użyteczne wysłane do odbiorców	26						
Produkcja ciepła użytecznego w skojarzeniu $Q_{sk}$	27						
Produkcja ciepła użytecznego poza procesem skojarzonym $Q_{sk}$	28						
Całkowita energia chemiczna zużytych paliw $Q_b$	29						
Energia chemiczna paliw zużytych do wytwarzania ciepła poza procesem skojarzonym $Q_{bet}$	30						
Sprawność wytwarzania energii elektrycznej i ciepła łącznie $\eta$	31	%					
Sprawność graniczna określona dla danego typu układu skojarzonego $\eta_m$	32						
Średni współczynnik zmiany mocy $\beta$	wyliczony	GJ/GJ					
	przyjęty z tabeli		34				
Stosunek energii elektrycznej do ciepła $\sigma_{sk}$	35						
Produkcja energii elektrycznej brutto w skojarzeniu (w rozumieniu Dyrektywy 2004/8/WE) $A_{bn}$	36	MWh					
Produkcja energii elektrycznej brutto w wysoko sprawnym skojarzeniu	37						
Energia chemiczna paliw zużytych do wytwarzania energii elektrycznej poza procesem skojarzonym $Q_{bet}$	38	GJ					
Energia chemiczna paliw zużytych w procesie skojarzonym $Q_{bn}$	39						
Referencyjna wartość sprawności wytwarzania energii elektrycznej w procesie rozdzielonym	40	%					
Referencyjna wartość sprawności wytwarzania ciepła w procesie rozdzielonym	41						
Oszczędność energii pierwotnej PES	42						
Zużycie energii elektrycznej na potrzeby własne w zakresie produkcji ciepła układu	43	MWh					
Zużycie energii elektrycznej na potrzeby własne w zakresie produkcji energii elektrycznej układu	44						



## Dział 6. Stan środków trwałych w układzie rodzajowym oraz nakłady na środki trwałe, w tys. zł

Symbol grupy	Nazwa grupy		Produkcja energii elektrycznej		Produkcja ciepła	
			wartość brutto	wartość netto	wartość brutto	wartość netto
0			1	2	3	4
0	Grunty	01				
1	Budynki i lokale	02				
2	Obiekty inżynierii lądowej i wodnej	03				
21	Rurociągi, linie telekomunikacyjne i elektroenergetyczne poniżej 0,5 am lub równym 0,5 am	04				
3	Kotły i maszyny energetyczne	05				
31	Kotły grzejne i parowe	06				
34	Turbozespoły i zespoły (agregaty) elektroenergetyczne wytwórcze i przetwórcze oraz reaktory jądrowe	07				
4	Maszyny, urządzenia i aparaty ogólnego zastosowania	08				
5	Specjalistyczne maszyny, urządzenia i aparaty	09				
6	Urządzenia techniczne	10				
7	Środki transportu	11				
8	Narzędzia, przyrządy, ruchomości i wyposażenie	12				
9	Ogółem (w. 01 + 02 + 03 + 05 + 08 do 12)	13				
Nakłady na środki trwałe		14		x		x

## Dział 7. Emisja pyłów i gazów

Wyszczególnienie			Jednostka miary	Grupa emitatorów				
0				1	2	3	4	5
Numer emitatora		01						
Węgiel kamienny	zużycie	02	t					
	średnia zawartość popiołu	03	%					
	średnia zawartość siarki	04						
	średnia wartość opałowa	05	kJ / kg					
	średnia zawartość kadmu	06	ppm					
	średnia zawartość ołowiu	07						
	średnia zawartość rtęci	08						
Węgiel brunatny	zużycie	09	t					
	średnia zawartość popiołu	10	%					
	średnia zawartość siarki	11						
	średnia wartość opałowa	12	kJ / kg					
	średnia zawartość kadmu	13	ppm					
	średnia zawartość ołowiu	14						
	średnia zawartość rtęci	15						
Paliwa ciekłe	zużycie	16	t					
	średnia wartość opałowa	17	kJ / kg					
	średnia zawartość siarki	18	%					
Paliwa gazowe	zużycie	19	tys m <sup>3</sup>					
	średnia wartość opałowa	20	kJ / m <sup>3</sup>					
Inne paliwa	zużycie	21	GJ					
	średnia wartość opałowa	22						
Średnia zawartość części palnych	w popiele lotnym uchwyconym	23	%					
	w zużlu	24						

## Dział 7. Emisja pyłów i gazów (c.d.)

Wyszczególnienie		Jednostka miary	Grupa emitorów					
0			1	2	3	4	5	
Srednia zawartość CO <sub>2</sub> w spalinach	25	%						
Udział popiołu lotnego w odpadach	26							
Suma czasu pracy kotłów w grupie emitorow	27	h						
Dł spoczynkowe urządzeń odpylających	28	%						
Osiągana skuteczność urządzeń odpylających	29							
Mechaniczna skuteczność odpylania elektrofiltrów	30							
Procent siarki przechodzącej w SO <sub>2</sub>	31							
Emisja	pyłu	32	t					
	SO <sub>2</sub>	33						
	NO <sub>2</sub>	34						
	CO	35						
	CO <sub>2</sub>	36						
	kadm	37	kg					
	ołowiu	38						
rtęci	39							
Liczba urządzeń odpylających	E1	40	szt.					
	E2	41						
	E3	42						
	E4	43						
	E5	44						
	E6	45						
	E7	46						
	E8	47						
	MC	48						
	C	49						
	FT	50						
	In	51						

## Dział 7. Emisja pyłów i gazów (c.d.)

Wyszczególnienie			Jednostka miary	Grupa emitorów						
0				1	2	3	4	5		
Ilość wyemitowanych spalin w warunkach rzeczywistych			52	mln m <sup>3</sup>						
Ilość wyemitowanych suchych spalin w warunkach normalnych			53	mln Nm <sup>3</sup>						
Wskaźniki zastosowane do obliczeń emisji	pył		54	mg/ Nm <sup>3</sup>						
			55	g/ GJ						
	SO <sub>2</sub>		56	mg/ Nm <sup>3</sup>						
			57	g/ GJ						
	NO <sub>2</sub>		58	mg/ Nm <sup>3</sup>						
			59	g/ GJ						
	CO		60	mg/ Nm <sup>3</sup>						
			61	g/ GJ						
CO <sub>2</sub> (podać jednostki)		62								
Najwyższe stężenie	najwyższe średnie stężenie dla miesiąca/ najwyższy wynik pomiarów okresowych	SO <sub>2</sub>	63	mg/ m <sup>3</sup>						
		NO <sub>x</sub>	64							
		pyłu	65							
		CO	66							
	najwyższe 48 -godzinne stężenie	SO <sub>2</sub>	67							
		NO <sub>x</sub>	68							
		pyłu	70							
	najwyższe stężenie CO		71							
	liczba godzin przekroczenia dopuszczalnego stężenia SO <sub>2</sub>		72		h					
	najwyższe stężenie SO <sub>2</sub> w okresie przekroczeń		73							
Wskaźniki emisji dopuszczalnej ( z rozporządzenia Ministra Środowiska z dnia 20 grudnia 2005 roku w sprawie standardów emisyjnych z instalacji (Dz.U. Nr 260, poz.2181) oraz obwieszczenia PRM (Dz.U. Nr 17 poz. 140 i 141))		pył	74	mg/ m <sup>3</sup>						
		SO <sub>2</sub>	75							
		NO <sub>2</sub>	76							
Instalacja odsiarczania	M (mokra)	ilość instalacji	77	szt.						
		nr bloku/typ kotła	78							
	PS (półsucha)	ilość instalacji	79	szt.						
		nr bloku/typ kotła	80							
	S (sucha)	ilość instalacji	81	szt.						
		nr bloku/typ kotła	82							
	F (kocioł fluidalny)	ilość instalacji	83	szt.						
		nr bloku/typ kotła	84							
skuteczność instalacji		85	85							
wielkość zredukowanej emisji SO <sub>2</sub>		86	t							

## Dział 7. Emisja pyłów i gazów (dok.)

Wyszczególnienie			Jednostka miary	Grupa emitorow					
0				1	2	3	4	5	
Instalacja redukcji NO <sub>x</sub>	palniki niskoemisyjne	ilość instalacji	87	szt.					
		nr bloku/typ kotła	88						
	modyfikacja układu spalania	ilość instalacji	89	szt.					
		nr bloku/typ kotła	90						
	kocioł / palenisko fluidalne	ilość instalacji	91	szt.					
		nr bloku/typ kotła	92						
	wir niskotemperaturowy	ilość instalacji	93	szt.					
		nr bloku/typ kotła	94						
	metoda radiacyjna	ilość instalacji	95	szt.					
		nr bloku/typ kotła	96						
	spalanie gazu	ilość instalacji	97	szt.					
		nr bloku/typ kotła	98						
spalanie oleju	ilość instalacji	99	szt.						
	nr bloku/typ kotła	100							
skuteczność instalacji		101	%						
redukcja emisji NO <sub>x</sub>		102	t						
Liczba modernizacji urządzeń odpylających	wymiana elektrofiltru		103	szt.					
	instalacja lub modernizacja cyklonów/multicyklonów		104						
	instalacja filtrów tkaninowych		105						
	kondycjonowanie spalin		106						
	spalanie gazu		107						
	spalanie oleju		108						
Charakterystyka emitora	ilość		109	szt.					
	rodzaj kotła		110						
	ilość		111	szt.					
	rodzaj kotła		112						
	ilość		113	szt.					
	rodzaj kotła		114						
	ilość		115	szt.					
	rodzaj kotła		116						
ilość		117	szt.						
rodzaj kotła		118							

Dział 8. Pobór i wykorzystanie wód, w tys. m<sup>3</sup>

Pobór wód		Otwarte układy chłodzenia	Zamknięte układy chłodzenia	Inne cele przemysłowo-technologiczne	Cele bytowo-komunalne	Inne cele	Sprzedaz wod	Straty
0		1	2	3	4	5	6	7
Z ujęć własnych	podziemnych	01						
	powierzchniowych	02						
Inne źródła		03						
Zakup		04						

Dział 9. Ścieki, w tys. m<sup>3</sup>

Ścieki		Przemysłowo-technologiczne	Bytowo-komunalne	Z innych źródeł
0		1	2	3
Ścieki wytworzone (w. 02 + 03 + 04)		01		
oczyszczone		02		
nieoczyszczone	wody podgrzane z otwartych układów chłodzenia	03		
	pozostałe	04		
z poz. I w tym odprowadzone do	wód powierzchniowych	05		
	kanalizacji miejskiej, przemysłowej	06		

## Dział 10. Opłaty i kary za korzystanie ze środowiska, w tys. zł

Wyszczególnienie				Wartość	Wyszczególnienie			Wartość
0				1	0			1
Opłaty za	emisję do atmosfery	pyłu	01		Kary za	zanieczyszczenie powietrza	08	
		SO <sub>2</sub>	02			odprowadzanie ścieków do wód i ziemi	09	
		NO <sub>2</sub>	03			inne	10	
		innych	04				11	
	korzystanie z wód		05		Razem opłaty i kary (w. 01 do 11)		12	
	odprowadzanie ścieków		06					
	składowanie odpadów		07					

## Dział 11. Wykorzystanie odpadów, w tys. t

Wyszczególnienie	Ilość niewykorzystana z lat poprzednich	Ilość uchwycona	Wykorzystanie przemysłowe				
			materiały budowlane	cement	budowa dróg	górnictwo	inne
0	1	2	3	4	5	6	7
Popiół	01						
Żużel	02						
Gips	03						

## Dział 12. Koszty eksploatacji urządzeń ochrony środowiska i składowania odpadów, w tys. zł

Wyszczególnienie	Kwota
0	1
Gospodarki wodnej	01
Gospodarki ściekowej	02
Urządzeń odpylania	03
Urządzeń odsiarczania	04
Urządzeń odpopielania	05
Koszty składowania odpadów	06
Łącznie koszty eksploatacji	07

## Dział 13. 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			
					kontrakty eksportowe	03			
				Spółki dystrybucyjne				04	
								05	
				Odbiorcy końcowi	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	
				Giełda				13	
				Rynek bilansujący				14	
				Za granicę				15	
	Razem (01 + 04 do 15)				16				
	Regulacyjne usługi systemowe	rezerwy 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 z innych kierunków			27					
Uzyskane świadectwa pochodzenia				28					

## Dział 14. 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		
Saldo obrotu (w. 05 – 06 – 07 – 08 – 09 – 10 – 12 – 13)			14			

## Dział 15. 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		
Koszt 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 16. 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 17. Wynik finansowy na działalności objętej kontraktem długoterminowym towarowym lub finansowym, w tys. zł<sup>\*)</sup>**

Wyszczególnienie		Wartość	Wyszczególnienie		Wartość
0		1	0		1
Przychody ogółem (w. 02 do 04)	01		Koszty sprzedaży	08	
w tym sprzedaż energii elektrycznej	02		Koszty zarządu	09	
rezerwy mocy	03		Razem koszty uzyskania przychodów (w. 05 do 09)	10	
pozostałych regulacyjnych usług systemowych	04		Wynik na działalności (w. 01 – 10)	11	
Koszty zmienne wytwarzania	05		Pozostałe koszty	12	
Koszty stałe wytwarzania	06		Koszty finansowe	13	
Koszty energii elektrycznej zakupionej na rynku bilansującym	07		*) Patrz: objaśnienia!		

**Dział 18. Wynik finansowy na ciepło 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 K <sub>CS</sub> <sup>*)</sup>	07		x	x	x	x	
Wynik na sprzedaży (w. 01- 06)	08						
Pozostałe koszty	09						
Koszty finansowe	10						
Zakup ciepła przeznaczony do obrotu [GJ]	11	x	x	x	x		

\*) Patrz: objaśnienia

**Dział 19. 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 trwale w budowie zabezpieczone kontraktami długoterminowymi	03		
pozostałe	04		
w tym środki trwale w budowie zabezpieczone kontraktami długoterminowymi	05		
Krótkoterminowe	06		

## Dział 20. 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 (w. 02 + 03 + 04 + 05)	06	
Wynik na sprzedaży energii elektrycznej i ciepła (w. 01 – 06)	07	
Pozostałe przychody	08	
Pozostałe koszty	09	
Wynik z uwzględnieniem pozostałych przychodów i kosztów (w. 07 + 08 – 09)	10	
Przychody finansowe	11	
w tym odsetki od przeterminowanych należności	12	
Koszty finansowe	13	
Wynik z uwzględnieniem przychodów i kosztów finansowych (w. 10 + 11 – 13)	14	

## Dział 21. Sprzedaż ciepła z własnej produkcji

Wyszczególnienie	Jednostka miary	Do przedsiębiorstw dystrybucyjnych lub bezpośrednio odbiorcom wg nośnika			Z własnej sieci ciepłowniczej wg nośnika		
		woda grzewcza	woda technologiczna	para technologiczna	woda grzewcza	woda technologiczna	para technologiczna
0		1	2	3	4	5	6
Moc zamówiona (średnia)	01	MW					
Sprzedaż ciepła	02	GJ					
Sprzedaż ciepła w nośniku	03						
Sprzedaż nośnika	04	m <sup>3</sup> lub t					
Oplaty za moc zamówioną	05	tys. zł					
Oplaty za ciepło	06						
Oplaty za sprzedaż nośnika	07						
Oплата zmienna za przesył	08		X	X	X		
Oплата stała za przesył	09		X	X	X		
Oплата abonamentowa	10						

Uwaga: Dane finansowe w sprawozdaniu należy wykazywać w tys. zł z jednym miejscem po przecinku z wyjątkiem pozycji doręczających cen i wskaźników, które należy wykazywać z dwoma miejscami po przecinku. Przed wypełnieniem należy przeczytać objaśnienia!

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

(miejscowość, data)

(pieczęć i podpis osoby działającej w imieniu sprawozdawcy)

## OBJAŚNIENIA DO FORMULARZA G-10.2 za 2006 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. Zdolności produkcyjne elektrowni

**Wiersze 16 - 20** – należy podać przyrost (+) lub ubytek (-) mocy dla poszczególnych przyczyn zmiany:

- I - inwestycja (wprowadzenie do eksploatacji nowego urządzenia),
- K - korekta (dotyczy mocy osiągalnej i może być spowodowana wieloma przyczynami, np. likwidacją kotła współpracującego z turbinami, modernizacją turbozespołu itp.),
- L - likwidacja (likwidacja turbozespołu),
- M - modernizacja,
- O - zmiany organizacyjne.

### Dział 2. Podstawowe dane eksploatacyjne

Przez kotły energetyczne rozumie się kotły parowe o wysokich parametrach pary, z których para przegrzana jest wykorzystywana w turbinach parowych do napędu generatorów elektrycznych.

**Wiersze 01 - 31** - zużycie paliw w kotłach energetycznych należy określić metodą bezpośrednią poprzez ustalenie ilości i średniej wartości opałowej.

Zużycie paliw określane metodą bezpośredniego pomiaru objętości (ilości) paliwa doprowadzonego do kotłów oraz własne pomiary jakości powinno być zgodne z ewidencją materiałową paliwa zakupionego i innych składowych bilansu ilościowego i jakościowego, tj. zapasów paliw, ubytków naturalnych, przerzutów i zużycia na inne cele.

Wszelkie niezgodności pomiędzy wartością opałową paliw dostarczonych i przyjętych do rozliczenia zużycia powinny obciążać produkcję energii elektrycznej i ciepłej.

Zużyte paliwa należy wykazywać zgodnie z wykazem paliw przyjętym w sprawozdaniu.

Energia chemiczna paliwa wynika z ilości zużytego paliwa i średniej wartości opałowej.

Wzór obliczeniowy:

$$Q[GJ] = \frac{M \times Q_r}{1000}$$

gdzie:

M[t] - ilość zużytego paliwa,

$Q_r \left[ \frac{kJ}{kg} \right]$  lub  $\left[ \frac{kJ}{m^3} \right]$  - wartość opałowa.

Wzór powinien być stosowany oddzielnie dla poszczególnych asortymentów i klas zużytego węgla, które mają różną wartość opałową, a następnie należy zsumować otrzymane wartości energii chemicznej.

Łączne zużycie energii chemicznej paliw obejmuje również energię chemiczną paliw użytą na uruchomienie urządzeń po przestojach oraz utrzymywanie urządzeń w rezerwie.

Podziału energii chemicznej paliw na produkcję energii elektrycznej, mechanicznej i ciepłej należy dokonywać według metody fizycznej opisanej w Polskiej Normie 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).

Zgodnie z Dyrektywą 2004/8/WE energię mechaniczną produkowaną na wspólnym strumieniu pary z ciepłem należy traktować równorzędnie z energią elektryczną przeliczając ją na ekwiwalentną energię elektryczną w stosunku 1:1.

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

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

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

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

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

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

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

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

gdzie:

$Q_{be}$  - energia chemiczna paliwa zużyta na produkcję energii elektrycznej i mechanicznej [GJ],

$Q_{bc}$  - energia chemiczna paliwa zużyta na produkcję ciepła [GJ],

$Q_b$  - całkowite zużycie energii chemicznej paliwa [GJ],

$Q_u$  - produkcja ciepła brutto [GJ],

$A_{be}$  - produkcja energii elektrycznej brutto [MWh],

$A_{bm}$  - produkcja energii mechanicznej (innych rodzajów energii) [MWh],

$M_{be}$  - ilość paliwa zużytego na produkcję energii elektrycznej i mechanicznej,

$M_{bc}$  - ilość paliwa zużytego na produkcję ciepła,

$M_b$  - całkowite zużycie paliwa.

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

**Wiersz 25** – ciepło w parze i gorącej wodzie (z zewnątrz) jest to ciepło (energia) odzyskane i przejęte z innego procesu technologicznego niż wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła, w innym niż elektrownia

przedsiębiorstwie. Równoważnik paliwowy strumieni energii doprowadzonej do układu w tej postaci należy obliczyć według wzoru przedstawionego w Dziale 5 wiersz 28.

**Wiersze 27** – ciepło w parze i gorącej wodzie z turbin gazowych i silników wewnętrznego spalania jest to ciepło odzyskane z turbin gazowych lub silników wewnętrznego spalania napędzających agregaty prądotwórcze. Ciepło to nie może być doliczane do energii wsadu przy obliczaniu sprawności całej elektrowni.

Turbiny gazowe są to turbiny cieplne, w których czynnikiem roboczym są gorące powietrze, spaliny lub inne gorące gazy (np. hel).

Silniki wewnętrznego spalania (silniki wysokoprężne) napędzają generatory prądotwórcze. Paliwem używanym w silnikach wysokoprężnych są oleje napędowe lub gaz.

**Wiersze 32 - 48** - zasady wyliczania ilości paliw zużytych przez turbiny gazowe oraz silniki wewnętrznego spalania oraz energii chemicznej zawartej w paliwie są analogiczne jak w paliwie spalonym w kotłach energetycznych.

Przez kotły ciepłownicze rozumie się urządzenia wykorzystywane wyłącznie do produkcji ciepła. Są to kotły wodne zainstalowane do produkcji ciepła, którego nośnikiem jest woda, oraz kotły parowe wykorzystywane wyłącznie do celów ciepłownictwa.

**Wiersze 49 - 77** - zasady wyliczania ilości paliw zużytych w kotłach ciepłowniczych oraz energii chemicznej zawartej w paliwie są analogiczne jak omówione w punkcie poprzednim.

**Wiersze 78 - 94** dotyczą wytworzonej energii elektrycznej i mechanicznej.

Produkcja energii elektrycznej brutto jest to energia wytworzona przez generatory elektrowni i pomierzona na zaciskach tych generatorów.

**Wiersz 79** – za energię elektryczną wytworzoną w skojarzeniu należy uważać energię elektryczną wytworzoną w procesie skojarzonym (w tym w układach kombinowanych, gazowo-parowych) z wytwarzaniem ciepła wyznaczoną zgodnie z PN-93/M-35500.

W układach kombinowanych za energię elektryczną wytworzoną w skojarzeniu należy uważać energię wytworzoną w generatorach napędzanych turbiną gazową oraz energię wytworzoną w skojarzeniu przez człon parowy. Energię elektryczną w skojarzeniu wytworzoną przez człon parowy układu kombinowanego należy wyznaczyć zgodnie z PN-93/M-35500.

**W wierszu 81** należy podać produkcję energii elektrycznej lub mechanicznej turbin gazowych, agregatów napędzanych silnikami wewnętrznego spalania oraz w układzie kombinowanym, w którym człon parowy zasilany jest z kotłów odzysknicowych wykorzystujących ciepło turbin gazowych i agregatów.

**Wiersz 84** – należy podać ilość energii elektrycznej i mechanicznej wytworzonej ze spalania biopaliw (biomasy i biogazu) w urządzeniach spalających jednocześnie biopaliwa z innymi paliwami.

Energię elektryczną (mechaniczną) wytworzoną z biopaliw należy obliczać jako część energii odpowiadającą udziałowi energii chemicznej biopaliwa w całości energii chemicznej wszystkich paliw zużytych do produkcji energii elektrycznej (mechanicznej).

Zużycie (własne) na potrzeby produkcji energii elektrycznej (w.84), zużycie na produkcję ciepła (w.85) oraz zużycie na inne cele (w.86) obejmuje energię elektryczną i mechaniczną użytą z własnej produkcji.

**Wiersz 94** – w wierszu tym należy podać obniżenie produkcji energii elektrycznej  $E_u$ , spowodowane poborem pary z turbin przez urządzenia i instalacje służące do wytwarzania ciepła sprzedawanego odbiorcom [w MWh], zgodnie z § 13 ust. 2 rozporządzenia Ministra Gospodarki i Pracy z dnia 30 lipca 2004 roku w sprawie

szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie ciepłem (Dz. U. Nr 184, poz. 1902).

Wielkość ubytku produkcji energii elektrycznej należy określić na podstawie charakterystyki energetycznej typu ciepło - moc, odpowiadającej zależności funkcyjnej  $Q=f(P)$  turbiny, oraz wykonanego harmonogramu pracy jednostki wytwórczej w danym roku kalendarzowym.

**Wiersze 95 - 99** – należy podać ilość ciepła przejętego przez parę i wodę w kotłach.

Ciepło przejęte w kotłach energetycznych paleniskowych i bezpaleniskowych (odzyskowych) należy podzielić na następujące strumienie:

- ciepło na produkcję energii elektrycznej,
- ciepło na produkcję energii mechanicznej,
- ciepło na produkcję ciepła.

Ciepło na produkcję energii elektrycznej obejmuje ciepło zużyte do napędu turbozespołów elektrycznych oraz zużyte przez urządzenia pomocnicze związane z wytwarzaniem energii elektrycznej.

Ciepło przejęte przez parę na produkcję ciepła obejmuje ciepło oddane na cele technologiczne i grzewcze, powiększone o ciepło zużyte na potrzeby własne, związane z produkcją ciepła.

Przez produkcję ciepła netto rozumie się ilość ciepła przeznaczoną dla odbiorców na cele grzewcze i przemysłowe, łącznie z ciepłem zużywanym na te cele w przedsiębiorstwie, czyli do produkcji ciepła należy zaliczać również ciepło zużyte w przedsiębiorstwie na cele przemysłowe niezwiązane z produkcją energii elektrycznej i ciepła oraz na cele grzewcze pomieszczeń nieprodukcyjnych, tj. biura, stołówki, szkoły, przedszkola itp.

Produkcja ciepła z kotłów energetycznych – należy podać ilość ciepła zmierzoną na wyjściu z kotła energetycznego (suma ciepła oddanego do odbiorców i zużytego na produkcję ciepła w skojarzeniu).

Produkcja ciepła z kotłów ciepłowniczych jest to ciepło przejęte przez parę z kotłów paleniskowych i bezpaleniskowych (odzyskowych), pomniejszone o zużycie własne, jak np. napędy parowe urządzeń pomocniczych, rozmrażanie lub podgrzewanie paliwa itp., oraz pomniejszone o straty ciepła w rurociągach i wymiennikach na obszarze ciepłowni, aż do punktu rozliczania się z odbiorcą.

**Wiersz 105** - należy podawać średnie miesięczne zatrudnienie w elektrowni.

**Wiersz 106** - Sprawność kotłów ciepłowniczych - należy obliczyć jako iloraz ciepła wyprodukowanego w kotłach ciepłowniczych przez energię chemiczną paliwa zużytego na produkcję tego ciepła (w %).

Sprawność przemiany energii chemicznej paliwa brutto w energię elektryczną, mechaniczną i ciepło łącznie oblicza się według ogólnego wzoru:

$$\eta_b = (3,6 \times A_{be} + Q_u + 3,6 \times A_{bm}) / Q_b \times 100 [\%]$$

gdzie:

- $A_{be}$  - produkcja brutto energii elektrycznej [MWh],
- $Q_u$  - produkcja ciepła [GJ],
- $A_{bm}$  - produkcja energii mechanicznej [MWh],
- $Q_b$  - całkowite zużycie energii chemicznej paliwa [GJ].

Wyliczenia sprawności przemiany energii chemicznej paliwa brutto w energię elektryczną, mechaniczną i ciepło łącznie należy dokonać w następujący sposób:

- dla wiersza 107 – razem elektrownia/elektrociepłownia (bez kotłów ciepłowniczych) - sprawność przemiany energii chemicznej paliw w energię elektryczną, mechaniczną i ciepło należy obliczyć według wzoru:

$$\eta = [3,6 \times Dz.2w.78 + Dz.2w.100 + 3,6 \times Dz.2w.80] / Dz.2(w.29 + w.46) \times 100 [\%]$$

- dla jednostki wytwórczej obliczeń należy dokonać wg ogólnego wzoru:

$$\eta_b = [3,6 \times Dz.4w.07 + Dz.4w.11 + 3,6 \times Dz.4w.08] / Dz.4w.16 \times 100 [\%]$$

Energię chemiczną paliwa na wytworzenie 1 kWh energii elektrycznej brutto (lub mechanicznej) (w.108) oblicza się przez podzielenie energii chemicznej zużytej na produkcję energii elektrycznej (mechanicznej) przez produkcję energii elektrycznej brutto (mechanicznej).

Energię chemiczną paliwa na wytworzenie 1 GJ energii cieplnej oblicza się przez podzielenie energii chemicznej paliwa zużytej na produkcję ciepła przez produkcję ciepła.

Wskaźnik zużycia energii elektrycznej i mechanicznej na produkcję energii elektrycznej i mechanicznej (w.111) należy obliczać jako stosunek energii zużytej na produkcję energii do produkcji energii elektrycznej i mechanicznej brutto. Do zużycia własnego należy zaliczać również energię elektryczną zakupioną na produkcję energii elektrycznej wykazaną w wierszu 89. Wskaźnik należy wyliczać z dokładnością do 0,01 % (dwa miejsca po przecinku).

### Dział 3. Dostawy paliwa

**Wiersz 04 i 08** – w wartości paliwa nie należy uwzględniać kosztów transportu.

### Dział 4. Bloki energetyczne, ciepłownicze i turbozespoły

Dział obejmuje wybrane dane dla bloków, a w przypadku układów kolektorowych dla turbozespołów.

W poszczególnych wierszach kolumn należy wpisywać numer bloku lub turbozespołu, rodzaj bloku wg kodu paliwa podstawowego (wg wykazu zawartego w Dziale 2), moc znamionową (zainstalowaną).

Moc osiągalna brutto bloków i/lub turbozespołów (suma w.04) powinna być zgodna z wierszem 09 Działu 1.

Produkcja energii elektrycznej brutto ogółem (w.07) jest to energia elektryczna wytworzona przez blok lub turbozespół i pomierzona na zaciskach generatora.

Zużycie własne na produkcję energii elektrycznej i mechanicznej (w.10) jest to zużycie energii elektrycznej i mechanicznej z własnej produkcji przez urządzenia potrzeb własnych, które są niezbędne do eksploatacji danego bloku lub turbozespołu.

**Wiersz 11** – do produkcji ciepła należy zaliczyć łączną produkcję ciepła w kotłach energetycznych, w podziale na produkcję ciepła w blokach ciepłowniczych bądź w turbozespołach. Musi zachodzić przy tym zależność:

$$Dz.2 w.100 = Dz.4 w.11 \Sigma \text{ kol. (1-12)}$$

W przypadku potrzeb własnych dla kilku bloków lub turbozespołów należy dokonać podziału wg algorytmu uznanego za najlepszy.

Godziny pracy - efektywny czas pracy wyrażony w godzinach. Jest to czas kalendarzowy pomniejszony o wszystkie przestoje bloku lub turbozespołu.

Godziny przestoju - jest to czas od zatrzymania do następnego uruchomienia.

Zużycie energii chemicznej paliwa ogółem należy określać z całej produkcji ciepła z kotłów energetycznych, w podziale na poszczególne bloki ciepłownicze bądź turbozespoły. Dla układów kolektorowych do wielkości zużycia energii chemicznej paliwa przez poszczególne turbozespoły należy doliczyć wielkość zapotrzebowania na ciepło oddawane bezpośrednio z kotłów energetycznych, np. do stacji redukcyjno-schładzających, z zastosowaniem odpowiednich algorytmów przeliczeniowych.

Energia chemiczna paliwa na produkcję energii elektrycznej i mechanicznej - należy podać dla każdego bloku energię paliwa zużytą przez blok wyłącznie na produkcję energii elektrycznej i mechanicznej.

**Wiersz 18** – Liczba postojów turbozespołu – w wierszu tym należy podać fizyczną liczbę wszystkich rodzajów odstawień. W przypadku gdy np. dwa odstawienia następują bezpośrednio po sobie, a drugie jest efektem przeklasyfikowania pierwszego odstawienia na inny rodzaj odstawienia, należy je liczyć jako jeden postój.

## Dział 5. Dane techniczne i produkcyjne układów skojarzonych

**Uwaga!** Użyte w Dziale 5 symbole określające numery wierszy, oznaczone „w. numer wiersza”, odnoszą się do poszczególnych pozycji Działu 5 (np. w. 21 – oznacza wiersz 21 Działu 5).

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

**Wiersz 22** – 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 23** – produkcja energii elektrycznej brutto  $A_{be}$  [MWh] - produkcja energii elektrycznej zmierzona na zaciskach generatorów układu.

**Wiersz 24** – 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 25** – 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 wtórego 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.

**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. Równoważnik paliwowy strumieni energii doprowadzonej do układu w innej postaci należy obliczyć według następującego wzoru:

$$Q_{br} = \frac{\beta_d \times Q \times \left( \sum_{i=1}^k Q_{bi} - Q_{bck} \right)}{3,6 \times A_b + \beta_w \times Q_{uq} - \beta_d \times Q} \quad [GJ]$$

gdzie:

- $Q$  - całkowita ilość ciepła doprowadzonego do układu z innych procesów w [GJ],
- $Q_{br}$  - równoważnik paliwowy strumieni energii,
- $Q_{uq}$  - produkcja ciepła użytecznego w procesie skojarzonym (w.27) w [GJ],
- $Q_{bck}$  - energia chemiczna paliw zużytych do wytworzenia ciepła poza procesem skojarzonym (w.30) w [GJ],
- $Q_{bi}$  - całkowita energia zużytych paliw  $i$ -tego strumienia (w.29) w [GJ],
- $A_b$  - suma produkcji energii elektrycznej brutto i energii mechanicznej (w.23+w.24) w [MWh],
- $\beta_d, \beta_w$  - średni współczynnik zmiany mocy elektrycznej/mechanicznej wyznaczony:

- dla strumieni energii doprowadzanej do układu z innego procesu wg wzoru:

$$\beta_d = \frac{\sum_{i=1}^n (\beta_i \times Q_i)}{Q}$$

gdzie:

- $\beta_i$  - współczynnik zmiany mocy  $i$ -tego strumienia energii doprowadzonej do układu z innego procesu,
- $Q_i$  - ilość ciepła  $i$ -tego strumienia doprowadzona do układu z innego procesu,
- $Q$  - całkowita ilość ciepła doprowadzona do układu z innego procesu.

- dla strumieni energii wyprowadzanej z układu w związku z produkcją ciepła wg wzoru:

$$\beta_w = \frac{\sum_{i=1}^m (\beta_i \times Q_{uqi})}{Q_{uq}}$$

gdzie:

- $\beta_i$  - współczynnik zmiany mocy i - tego strumienia energii wyprowadzonej z układu w związku z produkcją ciepła,
- $Q_{uqi}$  - ilość ciepła i - tego strumienia energii wyprowadzonej z układu,
- $Q_{uq}$  - produkcja ciepła użytecznego w procesie skojarzonym.

Współczynniki  $\beta_d$  oraz  $\beta_w$  - należy wyznaczyć w oparciu o indywidualne współczynniki  $\beta_i$  określone oddzielnie dla każdego strumienia doprowadzanej lub wyprowadzanej energii, zgodnie z zasadami określonymi w opisie wiersza 33.

Jeżeli do układu doprowadzana jest energia w postaci pary o takim samym ciśnieniu i temperaturze jak para świeża wytwarzana wewnątrz układu skojarzonego, dopuszcza się możliwość wyznaczenia równoważnika paliwowego doprowadzonej pary na podstawie sprawności kotła układu skojarzonego.

Należy to wykonać według następującego wzoru:

$$Q_{br} = \frac{Q}{\eta_k \times 10^{-2}} \text{ [GJ]}$$

gdzie:

$\eta_k$  - sprawność kotła.

Współczynnik  $\beta_d$  jest równy zero i w następstwie tego równoważnik paliwowy  $Q_{br}$  staje się równy zero gdy w wyniku doprowadzenia energii w innej postaci niż energia chemiczna paliw do układu nie zmienia się ilość produkowanej energii elektrycznej/mechanicznej (przy założeniu stałej ilości doprowadzanej energii chemicznej paliw).

**Wiersz 31** - sprawność wytwarzania energii elektrycznej i ciepła łącznie  $\eta$  [%] - 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.

$$\eta = \frac{3,6 \times (w.23 + w.24) + w.27}{w.29 - w.30} \times 100\%$$

**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	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  $\beta$  (obliczony).

Jest to wartość bezwzględna stosunku zmiany produkcji energii elektrycznej i mechanicznej do zmiany produkcji ciepła.

$$\beta = 3,6 \times \left| \frac{\Delta(A_{be} + A_{bm})}{\Delta Q_u} \right|$$

gdzie:

$\Delta(A_{be} + A_{bm})$  – zmiana produkcji energii elektrycznej/mechanicznej,

$\Delta Q_u$  – zmiana produkcji ciepła.

Jeżeli dokumentacja techniczno-ruchowa nie zawiera aktualnych informacji pozwalających określić wpływ zmiany ilości wyprowadzanej z układu lub doprowadzanej do układu energii na produkcję energii elektrycznej/mechanicznej w zakresie najczęściej występujących obciążeń, współczynnik  $\beta$  należy wyznaczyć na podstawie odpowiednio wykonanych pomiarów.

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

#### Typowe wartości współczynników zmiany mocy $\beta$

Ciśnienie pary upustowej/ p [MPa]	Sprawność wewnętrzna (izentropowa) turbiny parowej				
	65 %	70 %	75 %	80 %	84 %
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

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

**Wiersz 35** – stosunek energii elektrycznej do ciepła  $\delta_{sk}$  - należy wyznaczać w przypadku, gdy sprawność wytwarzania energii elektrycznej i ciepła łącznie (wiersz 31) jest mniejsza od sprawności granicznej.

Należy obliczać wg następującego wzoru:

$$\delta_{sk} = \frac{3,6 \times (w.23 + w.24) + (w.33 \text{ lub } w.34) \times w.27}{w.29 - w.30} \times 100 - (w.33 \text{ lub } w.34) \times w.32}{w.31 - \frac{3,6 \times (w.23 + w.24) + (w.33 \text{ lub } w.34) \times w.27}{w.29 - w.30} \times 100}$$

**Wiersz 36** – produkcja energii elektrycznej brutto w skojarzeniu (w rozumieniu Dyrektywy 2004/8/WE)  $A_{bq}$ .

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.

$$w.36 = w.23 + w.24 \quad [\text{MWh}]$$

W przeciwnym wypadku energię tę oblicza się według wzoru:

$$w.36 = \frac{w.27 \times w.35}{3,6} \quad [\text{MWh}]$$

**Wiersz 37** – produkcja energii elektrycznej brutto w wysoko sprawnym skojarzeniu.

W przypadku uzyskania przez układ oszczędności energii pierwotnej PES (wiersz 42) co najmniej 10%, produkcja energii elektrycznej w skojarzeniu wysoko sprawnym jest równa produkcji energii elektrycznej brutto w skojarzeniu w rozumieniu Dyrektywy 2004/8/WE z dnia 11 lutego 2004 r. w sprawie wspierania kogeneracji w oparciu o zapotrzebowanie na ciepło użytkowe na rynku wewnętrznym energii oraz zmieniająca dyrektywę 92/42/EWG (Dz. Urz. UE L52 z 24.02.2004; Dz. Urz. UE, Polskie wydanie specjalne, rozdz.12, t.3, str.3) ( $w.37=w.36$ ).

W przeciwnym razie produkcja tej energii jest równa zero ( $w.37 = 0$ ).

**Wiersz 38** – energia chemiczna paliw zużytych do wytwarzania energii elektrycznej poza procesem skojarzonym  $Q_{bek}$  – należy obliczyć według wzoru:

$$w.38 = \frac{3,6 \times (w.23 + w.24 - w.36)}{\eta_{ek} \times 0,01} \quad [\text{GJ}]$$

gdzie:

$$\eta_{ek} = \frac{3,6 \times (w.23 + w.24 + \beta \times w.27)}{(w.29 - w.30)} \times 100 \quad [\%]$$

gdzie:

$\beta$  = wiersz 33 lub wiersz 34.

**Wiersz 39** – energia chemiczna paliw zużytych w procesie skojarzonym  $Q_{bq}$  – należy obliczyć według wzoru:

$$w.39 = w.29 - w.30 - w.38 \quad [\text{GJ}]$$

**Wiersze 40 i 41** - w wierszach tych należy wpisać wielkości odpowiednie dla danego układu podane w poniższych tabelach:

Wartości referencyjne sprawności wytwarzania energii elektrycznej  $\eta_{refe}$ , [%]

Paliwo	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006-2010
	%										
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	25,0	26,4	27,7	28,8	30,0	30,9	31,7	32,4	33,0	33,5	34,0
Paliwa odpadowe stałe biodegradowalne + 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
Oleje opałowe + gaz ciekły	39,7	40,5	41,2	41,8	42,3	42,7	43,1	43,5	43,8	44,0	44,2
Biopaliwa ciekłe	39,7	40,5	41,2	41,8	42,3	42,7	43,1	43,5	43,8	44,0	44,2
Paliwa odpadowe ciekłe biodegradowalne	20,0	21,0	21,6	22,1	22,6	23,1	23,5	24,0	24,4	24,7	25,0
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 odpadowe gazowe oraz ciepło z odzysku	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0

W przypadku elektrociepłowni zużywających inne paliwa niż drewno oraz biogaz sprawności referencyjne należy pomnożyć przez współczynniki korekcyjne uwzględniające straty sieciowe - przedstawione w tabeli poniżej.

## Współczynniki korekcyjne uwzględniające straty sieciowe

	Energia oddana do sieci	Zużycie własne w zakładach przemysłowych
> 200 kV	1	0,985
100 – 200 kV	0,985	0,965
0,4 – 100 kV	0,965	0,925
< 0,4 kV	0,925	0,860

Skorygowane o współczynniki korekcyjne uwzględniające straty sieciowe sprawności referencyjne wytwarzania rozdzielonego **energii elektrycznej** należy skorygować również stosownie do średniej temperatury rocznej w danym kraju. Należy to wykonać wg następujących zasad. Ustalono, że temperaturą odniesienia jest +15°C.

- Sprawność referencyjną należy zwiększać o wartość 0,1% za każdy stopień średniej w roku temperatury w kraju poniżej 15°C.
- Sprawność referencyjną należy zmniejszać o wartość 0,1% za każdy stopień średniej w roku temperatury w kraju ponad 15°C.

W warunkach Polski należy przyjąć średnią temperaturę w roku 8°C. Do skorygowanych o współczynniki korekcyjne uwzględniające straty należy dodać 0.7%.

Wartości referencyjne sprawności wytwarzania ciepła  $\eta_{refc}$ 

Paliwo	Ciepło w parze lub gorącej wodzie	Bezpośrednie wykorzy- stanie ciepła spalin
	%	
Węgiel kamienny / koks	88	80
Węgiel brunatny / brykiety z węgla brunatnego	86	78
Torf / brykiety z torfu	86	78
Drewno opałowe	86	78
Paliwa odpadowe stałe biodegradowalne + biomasa pochodzenia rolniczego	80	72
Oleje opałowe + gaz ciekły	89	81
Biopaliwa ciekłe	89	81
Paliwa odpadowe ciekłe biodegradowalne	80	72
Gaz ziemny	90	82
Gaz rafineryjny / wodór	89	81
Biogaz	70	62
Gaz koksowniczy, gaz wielkopieczowy + inne paliwa odpadowe gazowe oraz ciepło z odzysku	80	72

**Wiersz 42** – oszczędność energii pierwotnej PES – należy obliczyć według wzoru:

$$PES = \left( 1 - \frac{1}{\frac{\frac{w.27}{w.39} \times 100}{w.41} + \frac{\frac{3,6 \times w.36}{w.39} \times 100}{w.40}} \right) \times 100 [\%]$$

**Wiersz 43** – zużycie energii elektrycznej na potrzeby własne w zakresie produkcji ciepła układu – należy podać sumę energii elektrycznej i mechanicznej z produkcji własnej, zużytej w procesie produkcji ciepła przez układ skojarzony.

**Wiersz 44** – zużycie energii elektrycznej na potrzeby własne w zakresie produkcji energii elektrycznej układu – należy podać sumę energii elektrycznej i mechanicznej z produkcji własnej, zużytej w procesie produkcji energii elektrycznej przez układ skojarzony.

## Dział 6. Stan środków trwałych w układzie rodzajowym oraz nakłady na środki trwałe, w tys. zł

Należy podać wartość ewidencyjną (brutto) oraz wartość netto środków trwałych wg obowiązującej klasyfikacji rodzajowej GUS.

Podział środków trwałych na produkcję energii elektrycznej i ciepłej należy podawać wg następujących zasad:

- wydzielić środki trwałe związane bezpośrednio z produkcją energii elektrycznej lub ciepłej,
- środki trwałe wspólne podzielić kluczem przyjętym do podziału kosztów stałych.

**Kolumny 1 i 3** - wartość ewidencyjna (brutto) jest to wartość wg cen zakupu z uwzględnieniem aktualizacji wyceny środków trwałych.

**Kolumny 2 i 4** - wartość netto jest to wartość ewidencyjna pomniejszona o umorzenie.

**W wierszu 14** należy wykazać wartość nakładów na budowę lub (i) wartość zakupu środków trwałych (w tym także niewymagających montażu lub instalacji) wraz z kosztami ponoszonymi przy ich nabyciu, wartość nakładów na wytworzenie środków trwałych we własnym zakresie, koszty dostosowania środka trwałego do użytkowania, koszty montażu, wartość nakładów na ulepszenie istniejących środków trwałych, w tym również na ulepszenie obcych środków trwałych oraz pełną wartość nakładów na środki trwałe nabyte na mocy umowy o leasing.

## Dział 7. Emisja pyłów i gazów

Dane dotyczące emisji pyłów i gazów należy podawać oddzielnie dla każdej grupy emitorów.

Należy dokonać podziału elektrowni na grupy emitorów w taki sposób, żeby można było opisać każdą grupę wspólnymi wskaźnikami emisji pyłów i gazów, np. odrębne grupy emitorów powinny stanowić kotły pyłowe, rusztowe, na różne paliwa itp.

**Wiersze 02 - 15** - węgiel (kamienny lub brunatny) - należy podawać ilość zużytego węgla oraz jego parametry:

- zawartość popiołu w % z dokładnością do 0,01,
- zawartość siarki w % z dokładnością do 0,01,
- średnią wartość opałową w kJ/kg z dokładnością do 10 kJ,
- zawartość kadmu, ołowiu i rtęci w węglu w mg/kg (ppm) z dokładnością do 0,1.

Wyżej wymienione parametry należy określać wg zasad przyjętych w umowie z dostawcą dla ustalenia ceny węgla.

Wielkości powinny być obliczone jako średnie ważone za okres roczny, a zużycie (wiersz 02) zgodne z Działem 2.

**Wiersze 16 - 18** - paliwa ciekłe - należy podawać ilość zużytych paliw ciekłych oraz

- średnią wartość opałową w kJ/kg z dokładnością do 10 kJ,
- zawartość siarki w % z dokładnością do 0,01.

Średnia zawartość siarki powinna być średnią ważoną pomiarów wykonanych w okresie sprawozdawczym.

Wielkość zużycia (wiersz 09) powinna być zgodna z całkowitym zużyciem paliw ciekłych wynikającym z Działu 2.

**Wiersze 19 i 20** - paliwa gazowe - należy podawać ilość zużytych paliw gazowych oraz średnią wartość opałową w kJ/m<sup>3</sup> z dokładnością do 10 kJ.

**Wiersze 21 i 22** – inne paliwa – należy wypełniać w przypadku zużycia innych paliw niż wyszczególnione (wiersze od 02 do 13).

**Wiersze 23 i 24** - średnia zawartość części palnych - powinna wynikać z prowadzonych pomiarów części palnych w popiele lotnym i żużlu.

Wielkość średnia powinna być wyliczona jako średnia ważona ilości węgla, do której odnoszą się pomiary (dokładność do 0,01 %).

**Wiersz 25** - średnia zawartość CO<sub>2</sub> w spalinach - należy obliczać jako średnią ważoną wielkości wyników analiz wykonywanych na potrzeby określenia CO<sub>2</sub>.

W przypadku pomiaru na analizatorach O<sub>2</sub> zawartość CO<sub>2</sub> w spalinach należy obliczyć według następujących wzorów :

- dla węgla kamiennego:  $CO_2 (\%) = 18,9 - O_2 (\%)$ ,
- dla węgla brunatnego:  $CO_2 (\%) = 19,1 - O_2 (\%)$ ,

gdzie  $O_2$  - zawartość tlenu.

**Wiersz 26** - udział popiołu lotnego w odpadach - należy podać w % udziału popiołu lotnego w całkowitej ilości odpadów paleniskowych, ustalonych na podstawie pomiarów bilansowych kotła.

**Wiersz 27** - suma czasu pracy kotłów w grupie emitorów - należy podać rzeczywisty czas pracy kotłów, który powinien wynikać z ewidencji czasów przestoju kotłów i bilansu czasu kalendarzowego.

**Wiersz 28** - dyspozycyjność urządzeń odpylających - należy podać średnioroczną dyspozycyjność urządzeń odpylających emitora.

**Wiersz 29** - osiągalna skuteczność odpylania urządzeń odpylających - powinny ją określać pomiary gwarancyjne lub przeprowadzone przez „Energopomiar” po modernizacji lub remoncie kapitalnym.

**Uwaga !** Wartość podana w tym wierszu nie powinna być niższa niż wskaźnik uchwycenia popiołu lotnego obliczony ze wzoru podanego poniżej. W przeciwnym razie nie ma spójności w podanych danych.

$$W_{up} = 100 \times [1 - A_w \times 100 / (X \times A_c)]$$

$$\eta_{gwz} \geq W_{up}$$

gdzie:

$\eta_{gwz}$  – średnia osiągalna skuteczność odpylania,

$W_{up}$  – wskaźnik uchwycenia popiołu lotnego [%],

$A_w$  – emisja pyłu (wiersz 32),

$X$  – udział popiołu lotnego w całkowitej ilości odpadów paleniskowych [%] (wiersz 26),

$A_c$  – całkowita ilość odpadów paleniskowych.

**Wiersz 30** - mechaniczną skuteczność odpylania elektrofiltrów - określa się po wyłączeniu zespołu zasilającego.

**Wiersz 31** - procent siarki przechodzącej w  $SO_2$  - należy podać procentowy udział siarki zawartej w użytym paliwie, która przechodzi w  $SO_2$ :

- dla węgla kamiennego :

98 % - dla kotłów pyłowych z ciekłym odprowadzaniem żużła (dotyczy elektrociepłowni Zabrze),

96 % - dla kotłów pyłowych ze stałym odprowadzaniem żużła,

80 % - dla kotłów rusztowych,

- dla węgla brunatnego:

85 % - dla złoża turowskiego,

80 % - dla złoża bełchatowskiego,

75 % - dla złoża Konin z kopalniami Kazimierz i Józwin,

lub według indywidualnych pomiarów zatwierdzonych przez urząd wojewódzki.

**Wiersze 32 – 39** - wartości emisji podawane w sprawozdaniu powinny odpowiadać wielkościom zawartym w prowadzonej ewidencji rodzajów i ilości zanieczyszczeń wprowadzanych do powietrza, przekazywanej wojewodzie (rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 15 grudnia 2005 r. w sprawie wzorów wykazów zawierających informacje i dane o zakresie korzystania ze środowiska oraz o wysokości należnych opłat i sposobu przedstawiania tych informacji i danych (Dz. U. Nr 252, poz. 2128).

**Wiersz 32** - emisja pyłu może być obliczona z wzoru:

$$A_w = 0,9A \frac{X}{100} \times \frac{100 - n_{\text{śre}}}{100 - q_p}$$

gdzie:  $A = \frac{B \times p}{100}$

- B - ilość zużytego węgla (t),
- p - zawartość popiołu w węglu (%),
- X - udział popiołu lotnego w całkowitej ilości odpadów paleniskowych (wiersz 26),
- $q_p$  - zawartość części palnych w uchwyconym popiele lotnym (wiersz 23),
- $n_{\text{śre}}$  - średnia eksploatacyjna skuteczność odpylaczy obliczona z wzoru:
  - dla elektrofiltrów

$$n_{\text{śre}} = n_{\text{g wz}} - \mu \times \left(1 - \frac{D_o}{100}\right) \times (n_{\text{g wz}} - n_{\text{mśr}})$$

w którym:

- $n_{\text{g wz}}$  - średnia osiągalna skuteczność odpylania (%),
- $D_o$  - średnia dyspozycyjność odpylaczy (%),
- $\mu$  - współczynnik korygujący dyspozycyjność:
  - dla elektrofiltrów jednopółowych  $\mu = 1,0$ ,
  - dla elektrofiltrów dwupółowych  $\mu$  określamy z normogramu 1,
  - dla elektrofiltrów trójpółowych  $\mu$  określamy z normogramu 2,
  - dla elektrofiltrów czteropółowych  $\mu$  określamy z normogramu 3,
- $n_{\text{mśr}}$  - średnia mechaniczna skuteczność odpylania (z wyłączonymi zespołami zasilającymi) - wiersz 23:
  - dla odpylaczy mechanicznych

$$n_{\text{śre}} = \frac{D_o}{100} \times n_{\text{g wz}}$$

**Wiersz 33** - emisja  $\text{SO}_2$  - powinna być określona na podstawie wskaźników wynikających z dokonanych pomiarów lub obliczona z wzoru:

$$E_{\text{SO}_2} = (B \times s_w \times \frac{K}{100} + M \times s_m) \times 2/10^2$$

gdzie:

- B - ilość zużytego węgla (t),
- M - ilość zużytych paliw płynnych (t),
- $s_w$  - zawartość siarki w węglu (%),
- $s_m$  - zawartość siarki w paliwach płynnych (%),
- K - procent siarki przechodzącej w  $\text{SO}_2$  (wiersz 24).

**Wiersz 34** - emisja  $\text{NO}_2$  - powinna być określona na podstawie wskaźników wynikających z dokonanych pomiarów .

**Wiersz 35** - emisja CO - może być podawana na podstawie pomiarów zatwierdzonych przez urząd wojewódzki lub oszacowana na podstawie wzoru:

$$E_{CO} = \frac{Q_B \times W_{CO}}{10^6}$$

gdzie:

- $E_{CO}$  - emisja CO (t),  
 $Q_B$  - energia chemiczna zużytych paliw (GJ),  
 $W_{CO}$  - współczynnik emisji CO zależny od typu kotła, który wynosi dla:
- kotłów rusztowych - 121 (g/GJ),
  - kotłów pyłowych węgla kamiennego - 14 (g/GJ),
  - kotłów pyłowych węgla brunatnego - 300 (g/t),

a po przeliczeniu według wzoru :

$$\left[ \frac{W_{CO}}{Q_w} \right] \times 10^3$$

otrzymamy wskaźnik wyrażony w g/GJ

- kotłów olejowych - 15 (g/GJ).

(Wskaźnik  $W_{CO}$  podano na podstawie opracowania OECD "Estimation of Greenhouse gas emissions and sinks" - 1991, a dla węgla brunatnego według Environmental Protection Agency, "Compilation of Air Pollutant Emission Factors", Volume 1).

**Wiersz 36** - emisja CO<sub>2</sub> powinna zostać obliczona zgodnie z wytycznymi zawartymi w rozporządzeniu Ministra Środowiska w sprawie sposobu monitorowania wielkości emisji substancji objętych wspólnotowym systemem handlu uprawnieniami do emisji z dn. 12 stycznia 2006 r. (Dz.U. Nr 16, poz.123 i 124). Wielkość emisji zamieszczona w sprawozdaniu powinna się zgadzać z wielkością podaną w raporcie rocznym do systemu handlu emisjami, zatwierdzonym przez powołany ustawowo do tego organ.

**Wiersze 37 – 39** – emisja Cd, Pb, Hg – powinna być określana na podstawie wskaźników wynikających z pomiarów.

**Wiersz 40 – 51** – liczba urządzeń odpylających - należy podać liczbę danego typu urządzeń, gdzie:

E1, 2, ..., 8 – oznacza elektrofiltry 1, 2, ..., 8 połowe;

Mc – multicyklon;

C – cyklon lub bateria cyklonów;

FT – filtr tkaninowy;

In – inne urządzenia odpylające.

**Wiersz 52** – ilość wyemitowanych spalin – należy podać całkowitą objętość wyemitowanych w ciągu roku gazów spalinowych.

**Wiersz 53** – ilość wyemitowanych suchych spalin w warunkach normalnych – należy podać ilość suchych gazów odlotowych o temperaturze 273 K i ciśnienia 101,3 kPa, przy zawartości tlenu w gazach odlotowych ze spalania paliw stałych – 6 %, paliw ciekłych i gazowych – 3 %, w przypadku turbin gazowych – 15 %.

**Wiersze 54 – 62** – wskaźniki zastosowane do obliczenia emisji – należy podać wartości wskaźników emisji pochodzących z pomiarów lub oszacowań (mg/Nm<sup>3</sup>), na podstawie obliczeń (g/GJ), zarządzeń, literatury, które zostały zastosowane do obliczenia rocznej emisji zanieczyszczeń.

**Wiersze 63 – 66** – wskaźniki najwyższych stężeń substancji zanieczyszczających dla miesiąca lub wskaźniki najwyższych wyników pomiarów okresowych – jednostki, w których prowadzone są ciągłe pomiary stężeń substancji zanieczyszczających, podają najwyższe średnie stężenie zanieczyszczeń dla miesiąca, obliczone zgodnie z § 12 ust. 1 pkt 3a rozporządzenia Ministra Środowiska z dnia 20 grudnia 2005 r. w sprawie standardów emisyjnych z instalacji (Dz. U. Nr 260, poz. 2181, z późn. zm.), inne jednostki wpisują najwyższe wyniki pomiarów okresowych.

**Wiersze 67 – 70** – wskaźniki najwyższych stężeń substancji zanieczyszczających obliczone dla faktycznych godzin pracy źródła każdego dnia kalendarzowego, dla poprzednich dwóch dni kalendarzowych, zgodnie z § 12 ust. 1 pkt 3b rozporządzenia Ministra Środowiska z dnia 20 grudnia 2005 r. w sprawie standardów emisyjnych z instalacji - dziewięćdziesiąty siódmy percentyl dla  $\text{SO}_2$  i pyłu oraz dziewięćdziesiąty piąty percentyl dla  $\text{NO}_x$  i CO. Wiersze wypełniane są tylko przez jednostki, w których prowadzone są ciągłe pomiary stężeń substancji zanieczyszczających.

**Wiersze 71 – 72** – liczba godzin przekroczeń dopuszczalnego stężenia  $\text{SO}_2$  i najwyższe stężenie tego zanieczyszczenia występujące w czasie przekroczeń. Wiersze wypełniają jednostki powiązane technologicznie z kopalniami węgla brunatnego, o których mowa w § 12 ust. 6 rozporządzenia Ministra Środowiska z dnia 20 grudnia 2005 r. w sprawie standardów emisyjnych z instalacji.

**Wiersze 73 – 75** – wskaźniki emisji dopuszczalnej – należy podać wskaźniki wynikające z decyzji o dopuszczalnej emisji lub rozporządzenia Ministra Środowiska z dnia 20 grudnia 2005 r. w sprawie standardów emisyjnych z instalacji.

**Wiersze 76 – 83** – w odpowiednich wierszach należy podać ilość instalacji odsiarczania spalin wg rodzaju zastosowanej technologii oraz podać określenie bloku / kotła, na którym została zabudowana dana instalacja.

**Wiersz 84** – skuteczność instalacji – należy podać średnią skuteczność odsiarczania spalin dla pracujących instalacji.

**Wiersz 85** – wielkość zredukowanej emisji  $\text{SO}_2$  - należy podać wielkość, o jaką emisja  $\text{SO}_2$  zmniejszyła się w skali roku sprawozdawczego w wyniku działania instalacji odsiarczania w stosunku do całkowitej ilości wytworzonego dwutlenku siarki.

**Wiersze 86 – 99** – w odpowiednich wierszach należy podać ilość pracujących instalacji redukcji tlenków azotu odpowiednio dla zastosowanej metody redukcji wraz z określeniem bloku / kotła, z którym związana jest dana instalacja.

**Wiersz 100** – skuteczność instalacji – należy podać średnią skuteczność instalacji redukcji tlenków azotu.

**Wiersz 101** – redukcja emisji  $\text{NO}_2$  – należy podać wielkość, o jaką emisja tlenków azotu zmniejszyła się w skali roku sprawozdawczego w wyniku działania instalacji.

**Wiersze 102 – 107** – modernizacje urządzeń odpylających – należy podać rodzaj modernizacji urządzeń odpylających.

**Wiersze 108 – 117** – charakterystyka emitora – należy podać ilość i rodzaj bloków / kotłów wchodzących w skład emitora.

## **Dział 8. Pobór i wykorzystanie wód, w tys. m<sup>3</sup>**

Należy podać ilości wody pobranej i wykorzystywanej w zakładzie na cele przemysłowo-technologiczne, bytowo-komunalne niezależnie od tego, czy woda użytkowana jest po uzdatnieniu, czy bez.

**Dział 9. Ścieki, w tys. m<sup>3</sup>**

Przez pojęcie ścieki wytworzone (w.01) należy rozumieć wszystkie rodzaje ścieków technologicznych i komunalnych, łącznie ze ściekami wykorzystywanymi w zakładzie, np. do układu hydraulicznego odpopielania.

Ścieki odprowadzane są to ścieki wychodzące na zewnątrz zakładu do kanalizacji miejskiej, przemysłowej oraz do wód powierzchniowych.

Przez pojęcie ścieki oczyszczone (w.02) rozumie się ścieki przechodzące przez oczyszczalnię mechaniczną, chemiczną lub biologiczną, niezależnie od stopnia oczyszczenia.

Przez pojęcie ścieki nieoczyszczone (w.03 i 04) należy rozumieć różnicę pomiędzy ogólną ilością ścieków wytworzonych a ściekami oczyszczonymi. W wierszu 03 należy wykazać ilość wód podgrzanych z otwartych układów chłodzenia, a w wierszu 04 pozostałe ścieki nieoczyszczone.

**Dział 10. Opłaty i kary za korzystanie ze środowiska, w tys. zł**

Należy podawać opłaty wniesione w roku sprawozdawczym bez względu na to, jakiego okresu dotyczą:

- a) za odprowadzanie zanieczyszczeń do atmosfery,
- b) za odprowadzanie zanieczyszczeń do wód i ziemi.

Opłaty za zanieczyszczanie wód i ziemi obejmować powinny opłaty za ścieki w wodzie przemysłowej lub zużytej do celów bytowo-komunalnych oraz opłaty za pobraną wodę, które należy dodawać do pozycji 05.

Kary za zanieczyszczenie powietrza, naruszenie warunków poboru wody, odprowadzanie ścieków należy podawać w odrębnych pozycjach.

**Dział 11. Wykorzystanie odpadów, w tys. t**

W kol. 2 należy wykazać ilość odpadów uchwyconą w roku sprawozdawczym.

Pod pojęciem popiołu lotny (w.01) rozumie się cząstki uchwycone w elektrofiltrach lub cyklonach.

Pod pojęciem żużel (w.02) rozumie się:

- żużel granulowany, tj. powstały w paleniskach granulacyjnych,
- żużel topiony, tj. żużel pochodzący z kotłów na ciekły żużel,
- żużel paleniskowy, tj. żużel powstały w kotłach rusztowych.

Ilość całkowitą odpadów ( $A_C$ ) należy obliczać zgodnie z wzorem:

$$A_C = 0,9A + B_{pz}$$

gdzie:

$$A = \frac{B \times p}{100}$$

$$B_{pz} = \frac{0,9A}{100} \times \left[ \frac{X \times q_p}{100 - q_p} + \frac{Y \times q_z}{100 - q_z} \right]$$

oznaczenia:

- B - ilość zużytego paliwa (t),
- P - zawartość popiołu w węglu (%),
- X - udział popiołu lotnego w całkowitej ilości odpadów paleniskowych (%),

- Y - 100 - X,  
q<sub>p</sub> - średnia zawartość części palnych w uchwyconym popiele lotnym (%),  
q<sub>z</sub> - średnia zawartość części palnych w żużlu (%).

Ilość uchwyconą (A<sub>u</sub>) należy obliczać według wzoru:

$$A_u = A_c - A_w$$

Pod pojęciem gipsu rozumie się odwodniony do wilgotności poniżej 10 % gips dwuwodny (CaSO<sub>4</sub> × 2H<sub>2</sub>O) z mokrej instalacji odsiarczania, gotowy do sprzedaży lub do składowania.

Kierunki wykorzystania odpadów należy określać wg kierunku własnego wykorzystania lub celu określonego przez odbiorcę:

- a) materiały budowlane – wykorzystanie odpadów do produkcji betonu komórkowego, gipsu budowlanego, kruszyw i betonu kruszywowego, ceramiki budowlanej itp.,
- b) cement – wykorzystanie popiołu do produkcji cementu,
- c) budowa dróg – wykorzystanie do utwardzania dróg, niwelacji terenu, budowy obwałowań, składowisk,
- d) inne – wszystkie pozostałe cele, w szczególności sprzedaż innym jednostkom popiołu lub żużla, bez wyszczególniania celu nabycia.

## **Dział 12. Koszty eksploatacji urządzeń ochrony środowiska i składowania odpadów, w tys. zł**

Koszt eksploatacji urządzeń gospodarki wodnej (w.01) obejmuje koszty eksploatacji i utrzymania ujęć wody, kanałów i rurociągów doprowadzających wodę, zbiorników, pompowni, stacji uzdatniania wody itp.

Koszt eksploatacji gospodarki ściekowej (w.02) powinien obejmować koszty eksploatacji i utrzymania kanalizacji ściekowej urządzeń do unieszkodliwiania i oczyszczania ścieków, pompowni i przepompowni, kolektorów odprowadzających, zbiorników retencyjno-dozujących i akumulacyjnych, wyposażenia oczyszczalni w aparaturę pomowo-kontrolną.

Koszt eksploatacji urządzeń odpylania (w.03) powinien obejmować koszty utrzymania i eksploatacji cyklonów, multicyklonów, elektrofiltrów, komór osadczych. Przyjmuje się, że urządzenia odpylania kończą się na leju zsypowym elektrofiltra, odzuzlaczu i wentylatorze spalin.

Urządzenia odpopielenia (w.05) stanowią dalszy ciąg urządzeń odpylania w kierunku zagospodarowania popiołu i żużla, aż do składowiska.

Koszty składowania odpadów (w.06) są to koszty związane z utrzymaniem składowiska, działaniami przeciwko pyleniu plus rekultywacja składowiska łącznie z opłatami i karami za składowanie.

W wierszu 07 należy podać łączne koszty eksploatacji urządzeń ochrony środowiska i składowania odpadów. W przypadku gdy nie jest możliwe rozdzielenie kosztów, należy podać ich łączną wartość.

## **Dział 13. 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 energii elektrycznej z pełnego skompletowania 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 według 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 – Prawo energetyczne.

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 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 energii elektrycznej 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 obowiązkowego 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 podać energię wydzieloną z wiersza 24 zakupioną za granicą w ramach własnych kontraktów.

W wierszu 28 należy podać ilość energii elektrycznej i wytworzonej we własnym odnawialnym źródle energii, na którą uzyskano świadectwo pochodzenia.

#### **Dział 14. 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 15. 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).

Koszty działalności własnej dla energii elektrycznej, regulacyjnych usług systemowych, tzn. rezerw mocy 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 pozostałych regulacyjnych 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  $K_z^j$  wytwarzania energii elektrycznej 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 roku) 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 13 oraz wartość energii elektrycznej z pełnego skojarzenia zakupionej w celu wywiązania się z obowiązku zakupu.

W wierszu 05 należy także 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 (wiersz 06) należy zaliczać przede wszystkim 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 (i ciepła).

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 i ciepło (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 i ciepło.

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 16. 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 wraz z kosztami zakupu,
- 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 kosztów materiałów zużywanych w ramach działalności energetycznej (bez 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 dokształcanie 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 15,
- $E_c$  - 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:

- koszty paliwa dzielić proporcjonalnie do podziału energii chemicznej paliwa uzyskanego metodą elektrowni równoważnej lub innej przyjętej w przedsiębiorstwie (sprawozdanie G-10.1k, Dział 9). Jeżeli w sprawozdaniu G-10.1k metody te nie są wykazywane, przyjmuje się, że podział kosztów paliwa odbywa się proporcjonalnie do podziału paliwa „metodą fizyczną”,
- koszty zmienne dzielić proporcjonalnie do podziału kosztów paliwa,
- 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 cieplną. 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 cieplnej niezbędnej do osiągnięcia maksymalnej mocy elektrycznej i maksymalnej mocy cieplnej.

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 należy 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 17. Wynik finansowy na działalności objętej kontraktem długoterminowym towarowym lub finansowym, w tys. zł**

Dotyczy jednostek posiadających kontrakty długoterminowe na sprzedaż energii elektrycznej określone w art. 45 ust. 1a ustawy – Prawo energetyczne; również dla kontraktów dostosowanych aneksem do realizacji jako umowa finansowa.

Koszty wytworzenia w podziale na stałe i zmienne należy podać według ogólnie obowiązujących podziałów w odniesieniu do energii sprzedanej.

#### **Dział 18. 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 i Pracy z dnia 30 lipca 2004 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie ciepłem (Dz. U. Nr 184, poz. 1902)) 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 ciepłej, **posiada koncesję na wytwarzanie i dystrybucję ciepła**, wówczas rozlicza dwie działalności:

- 1) wytwarzanie,
- 2) przesył i dystrybucję 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 własnej działalności „obrot” w układzie kalkulacyjnym.

**W wierszu 11** – należy podawać ilość ciepła zakupionego z przeznaczeniem do odsprzedaży.

## **Dział 19. 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 20. 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 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 i ciepła:

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

### **Dział 21. Sprzedaż ciepła z własnej produkcji**

W Dziale 21 należy wykazać sprzedaż ciepła z własnej produkcji.

Jeżeli jednostka sprawozdawcza posiada koncesję tylko na wytwarzanie ciepła, wówczas sprzedaż ciepła należy wykazywać w kolumnach „do przedsiębiorstw dystrybucyjnych”.

Jeżeli jednostka sprawozdawcza posiada również koncesje na przesył i dystrybucję ciepła i dostarcza ciepło do odbiorców własną siecią, sprzedaż ciepła należy wykazywać w kolumnach „z własnej sieci ciepłowniczej”.

Może wystąpić również przypadek dostawy ciepła zarówno do przedsiębiorstw dystrybucyjnych, jak również dla odbiorców z własnej sieci ciepłowniczej.

**Uwaga!** W Dziale 21 nie należy wykazywać ciepła zużytego na terenie elektrowni rozliczanego wg jego kosztu wytworzenia.

Moc zamówioną należy wykazywać jako wielkość średnioroczną dla okresu sprawozdawczego.

Sprzedaż ciepła należy wykazywać w podziale na grupy odbiorców w zależności od rodzaju nośnika ciepła:

- woda grzewcza - ciepło w wodzie grzewczej i użytkowej (ciepło na cele centralnego ogrzewania i ciepłej wody),
- ciepło w wodzie technologicznej – na potrzeby gospodarcze,
- ciepło w parze technologicznej – na potrzeby gospodarcze.

Jeżeli ciepło jest sprzedawane do przedsiębiorstw dystrybucyjnych, przychody za ciepło będą składać się z opłat:

- za moc zamówioną,
- za dostarczone ciepło,
- za sprzedaż nośnika.

Jeżeli nośnikiem ciepła jest woda, ilość nośnika jest wykazywana w m<sup>3</sup>, natomiast ilość pary jest liczona w tonach (t).

Jeżeli elektrownia lub elektrociepłownia dostarcza ciepło własną siecią ciepłowniczą, przychody za ciepło będą zawierały dodatkowo:

- opłaty za przesył,
- opłatę abonamentową.