

Nazwa i adres jednostki sprawozdawczej	<p><b>G-10.2</b></p> <p><b>Sprawozdanie o działalności elektrowni ciepłnej zawodowej</b></p> <hr/> <p><b>za 2024 r.</b></p>	<p><b>Agencja Rynku Energii S.A.</b>                  Portal sprawozdawczy ARE                  www.are.waw.pl</p>
Numer identyfikacyjny - REGON		<p>Termin przekazania: do 2 kwietnia 2025 r.</p>

Obowiązek przekazywania danych wynika z art. 30 ust. 1 pkt 3 ustawy z dnia 29 czerwca 1995 r. o statystyce publicznej (Dz. U. z 2023 r. poz. 773). Zbierane na tym formularzu dane podlegają bezwzględnej ochronie zgodnie z zasadą tajemnicy statystycznej (art. 10 ustawy o statystyce publicznej).

**Dział 1. Zdolności produkcyjne elektrowni - stan na koniec roku / zmiany mocy zainstalowanej lub osiągalnej**

Wyszczególnienie			Ilość
0			1
Wydajność kotłów energetycznych (t/h)	zainstalowana	01	
	osiągalna	02	
Moc kotłów energetycznych (MW)	osiągalna	03	
w tym kotłów na odnawialne źródła energii	osiągalna	04	
Moc kotłów ciepłowniczych (MW)	zainstalowana	05	
	osiągalna	06	
Moc osiągalna ciepła ogółem (MW)		07	
Moc osiągalna ciepła w skojarzeniu (MW)		08	
Moc elektryczna turbozespołów (MW)	zainstalowana	09	
	osiągalna	10	
Moc osiągalna elektrowni (MW)	brutto	11	
	netto	12	
Moc elektryczna przy osiągalnej mocy ciepłej (MW)		13	
Moc ciepła przy osiągalnej mocy elektrycznej (MW)		14	
Moc ciepła zamówiona (MW)		15	

**Dział 1. Zdolności produkcyjne elektrowni - stan na koniec roku / zmiany mocy zainstalowanej lub osiągalnej (dok.)**

Wyszczególnienie	Moc elektryczna (MW)			Moc ciepła osiągalna (MW)
	zainstalowana	osiągalna		
		brutto	netto	
0	2	3	4	5
Stan na początek roku	16			
Przyczyna zmiany (+) przyrost, (-) ubytek	I	17		
	K	18		
	L	19		
	M	20		
	O	21		

**Dział 2. Podstawowe dane eksploatacyjne**

Wyszczególnienie			Jednostka miary	Ilość				
				w jednostce miary	w GJ			
0				1	2			
Zużycie paliw w kotłach energetycznych	Kod i nazwa paliwa	060	węgiel kamienny energetyczny	01	t			
		003	węgiel brunatny (lignit)	02				
		096	oleje opałowe lekkie	03				
		099	olej opałowy HSC - o wysokiej zawartości siarki ( $\geq 1\%$ ) (ciężki olej opałowy)	04				
		098	olej opałowy LSC - o niskiej zawartości siarki ( $< 1\%$ ) (ciężki olej opałowy)	05				
		064	oleje napędowe do silników (Diesla)	06				
		010	oleje napędowe do innych celów, pozostałe (paliwo żeglugowe)	07				
		013	gaz ziemny w stanie ciekłym lub gazowym, wysokometanowy	08	tys.m <sup>3</sup>			
		014	gaz ziemny w stanie ciekłym lub gazowym, zaazotowany	09				
		017	gaz ziemny w stanie ciekłym lub gazowym, z odmetanowania pokładów węgla (kopalń)	10				
		018	gaz ziemny w stanie ciekłym lub gazowym, pozostały (np. towarzyszący ropie naftowej)	11				
		016	gaz koksowniczy	12				
		019	gaz wielkopieczowy	13				
		012	gaz skroplony (LPG) – propan i butan skroplone	14	t			
		079	paliwa odpadowe gazowe wytwarzane metodami przemysłowymi, inne niż gazy z ropy naftowej	15	GJ	X		
		025	biogaz	z wysypisk odpadów	16	tys.m <sup>3</sup>		
		026		z oczyszczalni ścieków	17			
		029		rolniczy	18			
		124		z procesów termicznych	19			
		027		pozostały	20			
		101	biopaliwa stałe	drewno opałowe	21	t		
		102		gałęzie i wierzchołki drzew	22			
		103		pniaki	23			
		104		przemysłowe drewno okrągłe	24			
		105		kora	25			
		106		wióry, trociny, zrębki	26			
		107		drewno pokonsumpcyjne wykorzystywane bezpośrednio do wytwarzania energii	27			
		108		węgiel drzewny	28			
		109		pellety i brykiety drzewne	29			
		138		uprawy energetyczne z wyłączeniem surowców spożywczych i paszowych	30			
		139		uprawy energetyczne - surowce spożywcze i paszowe	31			
		033		odpady z rolnictwa	32			
		131		odpady zwierzęce	33			
		184		ług powarzelny i olej talowy surowy	34			
		084		biomasa odpadowa pochodząca z przemysłu	35			
		083		frakcje organiczne stałych odpadów komunalnych	36			
		183		osady ściekowe	37			

**Dział 2. Podstawowe dane eksploatacyjne (cd.)**

Wyszczególnienie				Jednostka miary	Ilość			
					w jednostce miary	w GJ		
0					1	2		
Zużycie paliw w kotłach energetycznych	Kod i nazwa paliwa	034	pozostałe odpady przemysłowe stałe i ciekłe	38	t			
		035	nieorganiczne stałe odpady komunalne	39				
		046	biopaliwa ciekłe (biopłyny) do celów energetycznych	40				
		023	ciepło w parze i gorącej wodzie wraz z ciepłem spalin (z zewnątrz)	41	GJ	X		
		X	w tym z biomasy i biogazu	42		X		
		X	inne paliwa	43		X		
		023	ciepło w parze i gorącej wodzie z turbin gazowych i silników wewnętrznego spalania	44		X		
	Razem energia chemiczna (w. 01+...+41+43)			45		X		
z tego		na produkcję energii elektrycznej i mechanicznej		46		X		
		na produkcję ciepła		47		X		
Zużycie paliw przez turbiny gazowe oraz silniki wewnętrznego spalania	Kod i nazwa paliwa	096	oleje opałowe lekkie	48	t			
		064	olej napędowy do silników (Diesla)	49				
		010	oleje napędowe do innych celów, pozostałe (paliwo żeglugowe)	50				
		013	gaz ziemny w stanie ciekłym lub gazowym, wysokometanowy	51	tys.m <sup>3</sup>			
		014	gaz ziemny w stanie ciekłym lub gazowym, zaazotowany	52				
		017	gaz ziemny w stanie ciekłym lub gazowym, z odmetanowania pokładów węgla (kopalń)	53				
		018	gaz ziemny w stanie ciekłym lub gazowym, pozostały (np. towarzyszący ropie naftowej)	54				
		016	gaz koksowniczy	55				
		019	gaz wielkopieczowy	56				
		012	gaz skroplony (LPG) – propan i butan skroplone	57	t			
		079	paliwa odpadowe gazowe wytwarzane metodami przemysłowymi, inne niż gazy z ropy naftowej	58	GJ	X		
		025	biogaz	z wysypisk odpadów	59	tys.m <sup>3</sup>		
		026		z oczyszczalni ścieków	60			
		029		rolniczy	61			
		124		z procesów termicznych	62			
		027		pozostały	63			
	X	inne paliwa		64	GJ	X		
Razem energia chemiczna (w. 48 +...+64)			65			X		
z tego		na produkcję energii elektrycznej i mechanicznej		66			X	
		na produkcję ciepła		67			X	
Zużycie paliw w kotłach ciepłowniczych	Kod i nazwa paliwa	060	węgiel kamienny energetyczny	68	t			
		003	węgiel brunatny (lignit)	69				
		096	oleje opałowe lekkie	70				
		099	olej opałowy HSC - o wysokiej zawartości siarki ( $\geq 1\%$ ) (ciężki olej opałowy)	71				
		098	olej opałowy LSC - o niskiej zawartości siarki ( $< 1\%$ ) (ciężki olej opałowy)	72				
		064	oleje napędowe do silników (Diesla)	73				
		010	oleje napędowe do innych celów, pozostałe (paliwo żeglugowe)	74	tys.m <sup>3</sup>			
		013	gaz ziemny w stanie ciekłym lub gazowym, wysokometanowy	75				
		014	gaz ziemny w stanie ciekłym lub gazowym, zaazotowany	76				
		017	gaz ziemny w stanie ciekłym lub gazowym, z odmetanowania pokładów węgla (kopalń)	77				
		018	gaz ziemny w stanie ciekłym lub gazowym, pozostały (np. towarzyszący ropie naftowej)	78				
		016	gaz koksowniczy	79				
		019	gaz wielkopieczowy	80	t			
		012	gaz skroplony (LPG) – propan i butan skroplone	81				
079	paliwa odpadowe gazowe wytwarzane metodami przemysłowymi, inne niż gazy z ropy naftowej		82	GJ	X			

**Dział 2. Podstawowe dane eksploatacyjne (cd.)**

Wyszczególnienie					Jednostka miary	Ilość	
						w jednostce miary	w GJ
0					1	2	
Zużycie paliw w kotłach ciepłowniczych	Kod i nazwa paliwa	025	biogaz	z wysypisk odpadów	83	tys.m <sup>3</sup>	
		026		z oczyszczalni ścieków	84		
		029		rolniczy	85		
		124		z procesów termicznych	86		
		027		pozostały	87		
		101	biopaliwa stałe	drewno opałowe	88	t	
		102		gałęzie i wierzchołki drzew	89		
		103		pniaki	90		
		104		przemysłowe drewno okrągłe	91		
		105		kora	92		
		106		wióry, trociny, zrębki	93		
		107		drewno pokonsumpcyjne wykorzystywane bezpośrednio	94		
		108		węgiel drzewny	95		
		109		pellety i brykiety drzewne	96		
		138		uprawy energetyczne z wyłączeniem surowców spożywczych i paszowych	97		
		139		uprawy energetyczne - surowce spożywcze i paszowe	98		
		033		odpady z rolnictwa	99		
		131		odpady zwierzęce	100		
		184		ług powarzelnny i olej talowy surowy	101		
		084		biomasa odpadowa pochodząca z przemysłu	102		
		083	frakcje organiczne stałych odpadów komunalnych	103			
		183	osady ściekowe	104			
		034	pozostałe odpady przemysłowe stałe i ciekłe	105			
		035	nieorganiczne stałe odpady komunalne	106			
		046	biopaliwa ciekłe (biopłyny) do celów energetycznych	107			
		023	ciepło w parze i gorącej wodzie wraz z ciepłem spalin (z zewnątrz)	108	GJ	X	
		X	w tym z biomasy i biogazu	109		X	
		X	inne paliwa	110		X	
		023	ciepło w parze i gorącej wodzie z turbin gazowych i silników wewnętrznego spalania	111		X	
		Razem energia chemiczna (w. 68 +...+108+110)					112
Energia elektryczna	Produkcja energii elektrycznej brutto				113	MWh	
	w tym	w skjarzeniu (zgodnie z PN)			114		
		turbiny gazowe i silniki wewnętrznego spalania			115		
		z odnawialnych źródeł energii (biomasa i biogaz)			116		
	w tym	układy hybrydowe			117		
		współspalanie			118		
	Produkcja energii mechanicznej				119		
	Zużycie własne energii elektrycznej na produkcję energii elektrycznej i mechanicznej				120		
	Zużycie własne energii mechanicznej na produkcję energii elektrycznej i mechanicznej				121		
	Zużycie własne energii elektrycznej na produkcję ciepła				122		
	Zużycie własne energii elektrycznej na inne cele				123		
	Zakup na potrzeby elektrowni				124		
	w tym	na produkcję ciepła			125		
		na produkcję energii elektrycznej			126		
	Energia elektryczna pobrana przez magazyn energii elektrycznej				127		
	w tym z KSE				128		
	Energia elektryczna oddana z magazynu energii elektrycznej				129		
	w tym do KSE				130		
	Energia wprowadzona do KSE				131		
	w tym	400 kV i 220 kV			132		
		110 kV			133		
		SN			134		
	Energia dostarczona bezpośrednio odbiorcom końcowym				135		
Obniżenie produkcji				137			
Ciepło przejęte przez parę i wodę w kotłach energetycznych					137	GJ	
z tego	na produkcję energii elektrycznej			138			
	na produkcję energii mechanicznej			139			
	na produkcję ciepła			140			
Ciepło przejęte przez parę i wodę w kotłach ciepłowniczych					141		



**Dział 4. Emisja pyłów i gazów. Uprawnienia do emisji CO<sub>2</sub>**

Wyszczególnienie		Jednostka miary	Grupa emitorów					
0			1	2	3	4	5	6
Symbol emitora		01						
Węgiel kamienny	zużycie	02	Mg					
	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	Mg					
	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	Mg					
	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>					
Biomasa	zużycie	21	Mg					
	średnia zawartość popiołu	22	%					
	średnia zawartość siarki	23						
	średnia wartość opałowa	24	kJ/kg					
Biogaz	zużycie	25	tys.m <sup>3</sup>					
	średnia wartość opałowa	26	kJ/m <sup>3</sup>					
Inne paliwa	zużycie	27	GJ					
	średnia wartość opałowa (podać jednostkę)	28						
Średnia zawartość części palnych	w popiele lotnym uchwyconym	29	%					
	w żużlu	30						
Udział popiołu lotnego w odpadach		31						
Suma czasu pracy kotłów/urządzeń w grupie emitorów		32	h					
Osiągalna skuteczność urządzeń odpylających		33	%					
Procent siarki przechodzącej w SO <sub>2</sub>		34						
Emisja	pyłu	35	Mg					
	SO <sub>2</sub>	36						
	NO <sub>x</sub>	37						
	CO	38						
	CO <sub>2</sub>	39						
	kadmu	40	kg					
	ołowiu	41						
	rtęci	42						
Liczba urządzeń odpylających	E1	43	szt.					
	E2	44						
	E3	45						
	E4	46						
	E5	47						
	E6	48						
	E7	49						
	E8	50						
	MC	51						
	C	52						
	FT	53						
	In	54						

**Dział 4. Emisja pyłów i gazów. Uprawnienia do emisji CO<sub>2</sub> (cd.)**

Wyszczególnienie			Jednostka miary	Grupa emitorów						
0				1	2	3	4	5	6	
Wskaźniki zastosowane do obliczeń emisji CO <sub>2</sub> (podać jednostkę)			55							
Najwyższe stężenie	najwyższe średnie stężenie dla miesiąca/najwyższy wynik pomiarów okresowych	SO <sub>2</sub>	56	mg/m <sup>3</sup>						
		NO <sub>x</sub>	57							
		pyłu	58							
		CO	59							
	najwyższe średnie 24 - godzinne stężenie	SO <sub>2</sub>	60							
		NO <sub>x</sub>	61							
		pyłu	62							
	najwyższe średnie 48 - godzinne stężenie	SO <sub>2</sub>	63							
		NO <sub>x</sub>	64							
		pyłu	65							
	najwyższe stężenie CO		66							
	liczba godzin przekroczenia dopuszczalnego stężenia SO <sub>2</sub>		67		h					
najwyższe stężenie SO <sub>2</sub> w okresie przekroczeń		68								
Wskaźniki emisji dopuszczalnej	pył	69	mg/m <sup>3</sup>							
	SO <sub>2</sub>	70								
	NO <sub>x</sub>	71								
Instalacja odsiarczania	M (mokra)	ilość instalacji	72	szt.						
		numer bloku/typ kotła	73							
	PS (półsucha)	ilość instalacji	74	szt.						
		numer bloku/typ kotła	75							
	S (sucha)	ilość instalacji	76	szt.						
		numer bloku/typ kotła	77							
	F (kocioł fluidalny)	ilość instalacji	78	szt.						
		numer bloku/typ kotła	79							
	skuteczność instalacji		80	%						
	wielkość zredukowanej emisji SO <sub>2</sub>		81	Mg						
Instalacja redukcji NO <sub>x</sub>	palniki niskoemisyjne	ilość instalacji	82	szt.						
		numer bloku/typ kotła	83							
	modyfikacja układu spalania	ilość instalacji	84	szt.						
		numer bloku/typ kotła	85							
	kocioł / palenisko fluidalne	ilość instalacji	86	szt.						
		numer bloku/typ kotła	87							
	wir niskotemperaturowy	ilość instalacji	88	szt.						
		numer bloku/typ kotła	89							
	metoda katalityczna (SCR)	ilość instalacji	90	szt.						
		numer bloku/typ kotła	91							
	metoda niekatalityczna (SNCR)	ilość instalacji	92	szt.						
		numer bloku/typ kotła	93							
	skuteczność instalacji		94	%						
	redukcja emisji NO <sub>x</sub>		95	Mg						

**Dział 4. Emisja pyłów i gazów. Uprawnienia do emisji CO<sub>2</sub> (dok.)**

Wyszczególnienie			Jednostka miary	Grupa emitorów						
0				1	2	3	4	5	6	
Liczba modernizacji urządzeń odpylających	wymiana lub modernizacja elektrofiltru		96	szt.						
	instalacja lub modernizacja cyklonów/multicyklonów		97							
	instalacja filtrów tkaninowych		98							
	kondycjonowanie spalin		99							
Przydzielone uprawnienia do emisji CO <sub>2</sub>	na energię elektryczną	ilość	100	EUA						
	na ciepło		101							
Zakup uprawnień do emisji CO <sub>2</sub>	ilość		102	EUA						
	wartość		103	tys. zł						
Sprzedaż uprawnień do emisji CO <sub>2</sub>	ilość		104	EUA						
	wartość		105	tys. zł						
Charakterystyka emitora	ilość		106	szt.						
	rodzaj kotła / urządzenia		107							
	ilość		108	szt.						
	rodzaj kotła / urządzenia		109							
	ilość		110	szt.						
	rodzaj kotła / urządzenia		111							
	ilość		112	szt.						
	rodzaj kotła / urządzenia		113							
	ilość		114	szt.						
	rodzaj kotła / urządzenia		115							

**Dział 5. Opłaty i kary za korzystanie ze środowiska oraz koszty eksploatacji urządzeń ochrony środowiska i składowania odpadów, w tys. zł**

Wyszczególnienie				Wartość	Wyszczególnienie				Wartość
0				1	0				1
Opłaty za	emisję do atmosfery	pyłu	01		Kary za	zanieczyszczenie powietrza		09	
		SO <sub>2</sub>	02			odprowadzanie ścieków do wód i ziemi		10	
		NO <sub>x</sub>	03			inne		11	
		innych	04			Razem opłaty i kary (w. 01 do 11)		12	
	przynane uprawnienia do emisji CO <sub>2</sub>		05		Łączne koszty eksploatacji urządzeń ochrony środowiska i składowania odpadów		13		
	korzystanie z wód		06						
	odprowadzanie ścieków		07						
	składowanie odpadów		08						



**Dział 6. Sprzedaż energii elektrycznej i usług systemowych**

Wyszczególnienie				Ilość (MWh)	Wartość (tys. zł)	w tym akcyza (tys. zł)		
0				1	2	3		
Energia elektryczna	Kierunek sprzedaży	Kontrakty bezpośrednie	Operatorzy (OSP, OSD)	01		X		
			z tego	w ramach własnej grupy kapitałowej	02		X	
				poza własną grupę kapitałową	03		X	
			Przedsiębiorstwa obrotu	04		X		
			z tego	w ramach własnej grupy kapitałowej	05		X	
				poza własną grupę kapitałową	06		X	
			w tym z wiersza 04 w ramach bilansowania energii	07		X		
			w tym z wiersza 04 sprzedawca zobowiązany	08		X		
			Odbiorcy końcowi	09				
			z tego	posiadający umowy sprzedaży	na wysokim napięciu	10		
					na średnim napięciu	11		
					na niskim napięciu	12		
				posiadający umowy kompleksowe oraz odbiorcy zasilani bezpośrednio z sieci wytwórcy	na wysokim napięciu	13		
					na średnim napięciu	14		
					na niskim napięciu	15		
			Drobni dystrybutorzy lokalni (energia do odsprzedaży)	na wysokim napięciu	16		X	
				na średnim napięciu	17		X	
				na niskim napięciu	18		X	
			Giełda towarowa	19		X		
			z tego	sprzedaż na rynek chwilowy (spotowy)	20		X	
				sprzedaż na rynek terminowy	21		X	
			Zorganizowana platforma obrotu	22		X		
			z tego	sprzedaż na rynek chwilowy (spotowy)	23		X	
				sprzedaż na rynek terminowy	24		X	
			Rynek bilansujący	25		X		
			Za granicę	26		X		
			Razem (w. 01+04+09+16+ ...+19+22+25+26)				27	
Usługi systemowe	RUS	Udział w regulacji pierwotnej	28	X	X			
		Udział w regulacji wtórnej	29	X	X			
		Praca z zaniżeniem lub z przeciążeniem	30	X	X			
		Udział w automatycznej regulacji napięcia i mocy biernej	31	X	X			
	Usługa uruchomienia JG <sub>wa</sub>	32	X	X				
	Usługa dyspozycyjności jednostek wytwórczych nJWCD (usługa GWS)	33	X	X				
	Usługa odbudowy krajowego systemu elektroenergetycznego	34	X	X				
Razem przychody (energia elektryczna + usługi systemowe + spełnienie obowiązku mocowego)				35	X			
w tym	energia kupowana na rynku bilansującym		36		X			
	energia kupowana z innych kierunków		37		X			
	w tym w ramach własnej grupy kapitałowej		38		X			
w tym z wiersza 35 przychody ze spełnienia obowiązku mocowego				39	X	X		
w tym z wiersza 09	odbiorcy uprawnieni wg ustawy z 7.10.2022 r. [ustawa o limitach zużycia]		40					
	odbiorcy uprawnieni wg art. 2 pkt 2 lit. a) ustawy z 27.10.2022 r. [ustawa o limitach cen]		41					
	odbiorcy uprawnieni wg art. 2 pkt 2 lit. b) - e) ustawy z 27.10.2022 r. [ustawa o limitach cen]		42					

**Dział 7. Obrót energią elektryczną**

Wyszczególnienie		Ilość (MWh)	Wartość (tys. zł)	w tym akcyza (tys. zł)	
0		1	2	3	
Zakup energii elektrycznej	na rynku bilansującym	01		X	
	na giełdzie towarowej	02		X	
	z tego	zakup na rynku chwilowym (spotowym)	03		X
		zakup na rynku terminowym	04		X
	zorganizowana platforma obrotu	05		X	
	z tego	zakup na rynku chwilowym (spotowym)	06		X
		zakup na rynku terminowym	07		X
	z zagranicy	08		X	
	od przedsiębiorstw obrotu	09		X	
	z tego	w ramach własnej grupy kapitałowej	10		X
		poza własną grupę kapitałową	11		X
	w tym z wiersza 09 w ramach bilansowania energii	12		X	
	z pozostałych kierunków zakupu	13		X	
	Razem (w. 01+02+05+08+09+13)	14		X	
Sprzedaż energii elektrycznej	na rynku bilansującym	15		X	
	na giełdzie towarowej	16		X	
	z tego	sprzedaż na rynek chwilowy (spotowy)	17		X
		sprzedaż na rynek terminowy	18		X
	zorganizowana platforma obrotu	19		X	
	z tego	sprzedaż na rynek chwilowy (spotowy)	20		X
		sprzedaż na rynek terminowy	21		X
	odbiorcy końcowi posiadający umowy sprzedaży	22			
	z tego	WN + NN	23		
		SN	24		
		nN	25		
	za granicę	26		X	
	przedsiębiorstwa obrotu	27		X	
	z tego	w ramach własnej grupy kapitałowej	28		X
		poza własną grupę kapitałową	29		X
w tym z wiersza 27 w ramach bilansowania energii	30		X		
pozostali odbiorcy	31		X		
Razem (w. 15+16+19+22++26+27+31)	32				
w tym z wiersza 22	odbiorcy uprawnieni wg ustawy z 7.10.2022 r. [ustawa o limitach zużycia]	33			
	odbiorcy uprawnieni wg art. 2 pkt2 lit. a) ustawy z 27.10.2022 r. [ustawa o limitach cen]	34			
	odbiorcy uprawnieni wg art. 2 pkt2 lit. b) - e) ustawy z 27.10.2022 r. [ustawa o limitach cen]	35			

**Dział 8. Wynik finansowy na energii elektrycznej według rodzajów działalności, w tys. zł**

Wyszczególnienie		Wytwarzanie energii elektrycznej	Usługi systemowe	Dystrybucja /przesył energii elektrycznej	Obrót energią elektryczną	Magazynowanie energii	Razem energia elektryczna
0		1	2	3	4	5	6
	Przychody ze sprzedaży	01					
	Przychody ze sprzedaży praw majątkowych	02	X	X	X		
	Przychody z tytułu pokrycia ujemnego salda	03	X	X	X		
	Przychody z tytułu premii kogeneracyjnej lub kogeneracyjnej indywidualnej	04	X	X	X		
	Przychody z tytułu premii gwarantowanej lub gwarantowanej indywidualnej	05	X	X	X		
	Koszty działalności własnej	06					
	Koszty zakupu energii do odsprzedaży	07	X	X			
	Koszty umorzonych praw majątkowych, opłaty zastępczej, koszty realizacji obowiązku uzyskania oszczędności energii	08	X	X			
	Koszty sprzedaży	09					
	w tym podatek akcyzowy	10	X				
	Podatek akcyzowy od potrzeb własnych	11					
	Koszty zarządu	12					
	Razem koszty uzyskania przychodów (w. 06+07+08+09+12+28+30)	13					
	Wynik na sprzedaży (w. 01+...+05-13+29)	14					
	Pozostałe przychody operacyjne	15					
w tym	przychody należne na pokrycie kosztów osieroconych wynikłych z likwidacji KDT (węgiel i gaz)	16					
	przychody należne na pokrycie kosztów powstałych w jednostkach opalanych gazem	17					
	Pozostałe koszty operacyjne	18					
	Przychody finansowe	19					
	Koszty finansowe	20					
	Wynik na działalności energetycznej (w. 14+15-18+19-20)	21					
	w tym z wiersza 15 przychody ze sprzedaży uprawnień do emisji CO <sub>2</sub>	22	X	X	X	X	X
	w tym z wiersza 18 koszty zakupu uprawnień do emisji CO <sub>2</sub>	23	X	X	X	X	X
	przychody od odbiorców uprawnionych wg ustawy z 7.10.2022 r [ustawa o limitach zużycia]	24	X			X	
w tym z wiersza 01	przychody od odbiorców uprawnionych wg ustawy z 27.10.2022 r [ustawa o limitach cen]	25	X	X		X	
	rekompensaty wg ustawy z 7.10.2022 r [ustawa o limitach zużycia]	26	X			X	
	rekompensaty wg ustawy z 27.10.2022 r [ustawa o limitach cen]	27	X	X		X	
	w tym z wiersza 13 wpłaty na Fundusz	28	X	X		X	
	w tym z wiersza 14 przychody ze sprzedaży gwarancji pochodzenia	29	X	X		X	
	w tym z wiersza 13 koszty umorzonych gwarancji pochodzenia	30	X	X		X	

**Dział 9. Koszty wg rodzajów działalności - układ kalkulacyjny, w tys. zł**

Wyszczególnienie		Wytwarzanie energii elektrycznej	Rezerwa mocy	Pozostałe usługi systemowe	Wytwarzanie ciepła	Uzdatnianie Nośnika ciepła	Magazynowanie energii
0		1	2	3	4	5	6
<b>Koszty zmienne</b> (w. 02+05+08+ 09+10+11+12)	01						
Paliwo produkcyjne	02						X
w tym paliwo podstawowe	03						X
w tym węgiel	04						X
Koszty zakupu paliwa	05						X
w tym koszty transportu zakupionego paliwa	06						X
w tym węgiel	07						X
Pozostałe materiały	08						X
Koszty korzystania ze środowiska	09						X
Koszty energii elektrycznej zakupionej	10						X
Koszty energii elektrycznej z własnej produkcji zużytej na produkcję ciepła	11	X	X	X			X
Koszty podgrzewania nośnika ciepła	12	X	X	X			X
<b>Koszty stałe</b> (w. 14+16+18+20+21)	13						
Materiały i energia	14						X
w tym na remonty	15						X
Wynagrodzenia i świadczenia	16						X
w tym dla wydziałów remontowych i pomocniczych	17						X
Amortyzacja	18						X
w tym dla wydziałów remontowych i pomocniczych	19						X
Podatki i opłaty	20						X
Pozostałe koszty	21						X
w tym usługi obce	22						X
<b>Razem koszty wytworzenia</b> (w. 01+13)	23						
w tym na remonty	24						X
koszty wydziałów pomocniczych	25						X
w tym z wiersza 21 koszty rynku mocy	26	X	X			X	X

**Dział 10. Środki otrzymane z programu pomocowego, w tys. zł\***

Wyszczególnienie	Wartość	Wyszczególnienie	Wartość	
0	1	0	1	
Ilość energii objętej programem (w MWh)	01	Środki otrzymane na pokrycie kosztów powstałych w jednostkach opalanych gazem (w. 07+w. 08)	06	
Środki otrzymane na pokrycie kosztów osieroconych (w.03+w.04)	02	Z tego	Środki otrzymane jako zaliczki na pokrycie kosztów powstałych w jednostkach opalanych gazem	07
Z tego	Środki otrzymane jako zaliczki na pokrycie kosztów osieroconych		03	Środki otrzymane /zwrócone w ramach korekty kosztów powstałych w jednostkach opalanych gazem
	Środki otrzymane /zwrócone w ramach korekty kosztów osieroconych	04	Środki otrzymane narastająco od początku programu wykazane w wierszu 06	09
Środki otrzymane narastająco od początku programu wykazane w wierszu 02	05			

\* Patrz objaśnienia.

**Dział 11. Wynik finansowy na ciepłe, w tys. zł**

Wyszczególnienie		Ogółem	W tym działalność wytwórcza
0		1	2
Przychody ze sprzedaży ciepła oraz ze sprzedaży gwarancji pochodzenia	01		
Koszty działalności własnej	02		
Koszty ciepła zakupionego +koszty umorzonych praw majątkowych	03		
Koszty sprzedaży	04		
Koszty zarządu	05		
Razem koszty uzyskania przychodów (w. 02+03+04+05)	06		
Wynik na sprzedaży (w. 01-06)	07		
Pozostałe koszty	08		
Koszty finansowe	09		
Zakup ciepła przeznaczanego do obrotu [GJ]	10		X

**Dział 12. Zobowiązania wynikające z działalności energetycznej, w tys. zł**

Wyszczególnienie		Energia elektryczna	Ciepło
0		1	2
Długoterminowe	01		
z tego kredyty bankowe	02		
pozostałe	03		
Krótkoterminowe	04		

**Dział 13. Stan środków trwałych według Klasyfikacji Środków Trwałych oraz nakłady na środki trwałe, w tys. zł**

Symbol KŚT	Wyszczególnienie		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 atm lub równym 0,5 atm	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				
Ogółem (w. 01+02+03+05+08 do 12)		13				
Nakłady na środki trwałe		14		X		X
z tego	inwestycje odtworzeniowe	15		X		X
	inwestycje rozwojowe	16		X		X
	pozostałe	17		X		X

**Dział 14. Łączny wynik na działalności energetycznej (energia elektryczna i ciepło), w tys. zł**

Wyszczególnienie		Wartość
0		1
Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej i ciepła oraz ze sprzedaży gwarancji pochodzenia	01	
Koszty działalności własnej	02	
Koszty zakupu energii elektrycznej i ciepła do odsprzedaży, koszty umorzonych praw majątkowych, opłaty zastępczej, koszty realizacji obowiązku uzyskania oszczędności energii	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	
w tym przychody ze sprzedaży uprawnień do emisji CO <sub>2</sub>	09	
Pozostałe koszty	10	
w tym koszty zakupu uprawnień do emisji CO <sub>2</sub>	11	
Wynik z uwzględnieniem pozostałych przychodów i kosztów (w. 07+08-10)	12	
Przychody finansowe	13	
w tym odsetki od przeterminowanych należności	14	
Koszty finansowe	15	
Wynik z uwzględnieniem przychodów i kosztów finansowych (w. 12+13-15)	16	

### Dział 15. 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 i sprzedaż ciepła w nośniku	02	GJ					
Oplaty za moc zamówioną	03	tys. zł					
Oplaty za ciepło i opłaty za sprzedaż nośnika	04						

### Dział 16. Liczba umów oraz liczba odbiorców końcowych

Wyszczególnienie		Liczba umów		Liczba odbiorców końcowych		
		stan na początek okresu sprawozdawczego	stan na koniec okresu sprawozdawczego	WN	SN	nN
0		1	2	3	4	5
Umowy kompleksowe (według art. 5 ust. 3 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2022 r. poz. 1385, z późn. zm.)	01					
Umowy kompleksowe (według art. 5 ust. 4 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne)	02					
Umowy sprzedaży (według art. 5 ust. 1 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne)	03					

### Dział 17. Jednostki rynku mocy

Wyszczególnienie		Jednostka miary	Jednostki			
0			1	2	3	4
Jednostka rynku mocy certyfikowana	istniejąca	01	MW			
	zmodernizowana	02	MW			
	nowa	03	MW			
	redukcji zapotrzebowania	04	MW			
Jednostka rynku mocy istniejąca	obowiązek mocy	05	MW			
	przychody	06	tys. zł			
	kary za niedotrzymanie	07	tys. zł			
	koszty	08	tys. zł			
Jednostka rynku mocy zmodernizowana	obowiązek mocy	09	MW			
	przychody	10	tys. zł			
	kary za niedotrzymanie	11	tys. zł			
	koszty	12	tys. zł			
Jednostka rynku mocy nowa / planowana	obowiązek mocy	13	MW			
	przychody	14	tys. zł			
	kary za niedotrzymanie	15	tys. zł			
	koszty	16	tys. zł			
Jednostka redukcji zapotrzebowania	obowiązek mocy	17	MW			
	przychody	18	tys. zł			
	kary za niedotrzymanie	19	tys. zł			
	koszty	20	tys. zł			

### Dział 17. Jednostki rynku mocy (dok.)

	Jednostka miary	Jednostki										
		0	5	6	7	8	9	10	11	12	13	
01	MW											
02	MW											
03	MW											
04	MW											
05	MW											
06	tys. zł											
07	tys. zł											
08	tys. zł											
09	MW											
10	tys. zł											
11	tys. zł											
12	tys. zł											
13	MW											
14	tys. zł											
15	tys. zł											
16	tys. zł											
17	MW											
18	tys. zł											
19	tys. zł											
20	tys. zł											

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

Proszę podać szacunkowy czas (w minutach) przeznaczony na przygotowanie danych dla potrzeb wypełnienia formularza	1	
Proszę podać szacunkowy czas (w minutach) przeznaczony na wypełnienie formularza	2	

.....  
(imię, nazwisko i telefon osoby sporządzającej sprawozdanie)

.....  
(imię, nazwisko i telefon osoby zatwierdzającej sprawozdanie)

## Objaśnienia do formularza G-10.2

Objaśnienia dotyczą wzoru formularza za 2024 r.

Do sporządzania sprawozdania są zobowiązane poszczególne elektrownie ciepłe i elektrociepłownie, czyli wydzielone technicznie i terytorialnie obiekty będące samodzielnymi przedsiębiorstwami lub wchodzące w skład zespołów elektrowni bądź elektrociepłowni, zaklasyfikowane według PKD 2007 do grupy 35.1 oraz do grupy 35.3, wybrane metodą doboru celowego.

### Dział 1. Zdolności produkcyjne elektrowni – stan na koniec roku / zmiany mocy zainstalowanej lub osiągalnej

**Wiersze 17– 21** – 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. Do kotłów energetycznych należy zaliczyć również kotły odzysknicowe turbin gazowych i silników wewnętrznego spalania.

**Wiersze 01–47** - 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 powinny 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,

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

W przypadku braku informacji o wartości opałowej zużytego gazu ziemnego wartość tę można wyznaczyć na podstawie ciepła spalania: wartość opałowa  $[\text{kJ}/\text{m}^3] = 0,9 \cdot \text{ciepło spalania} [\text{kJ}/\text{m}^3]$

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).

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:

$$M_{be} = \frac{Q_{be}}{Q_b} \times M_b \text{ [jednostka naturalna]}$$

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:

$$M_{bc} = \frac{Q_{bc}}{Q_b} \times M_b \text{ [jednostka naturalna]}$$

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.

**Wiersze 16–20 - Biogaz** – gaz składający się w przeważającej części z metanu i dwutlenku węgla, uzyskiwany w procesie beztlenowej fermentacji biomasy, odpowiednio: odpadów na składowiskach (**z wysypisk odpadów**), osadów ściekowych (**z oczyszczalni ścieków**), uzyskiwany w procesach termicznych poprzez np. pirolizę biomasy (**z procesów termicznych**), surowców rolniczych, produktów ubocznych rolnictwa, płynnych lub stałych odchodów zwierzęcych, odpadów lub pozostałości z przetwórstwa produktów pochodzenia rolniczego lub biomasy leśnej, lub biomasy roślinnej zebranej z terenów innych niż zaewidencjonowane jako rolne lub leśne (**rolniczy**), oraz odpadów w rzeźniach, browarach i pozostałych branżach żywnościowych (**pozostały**).

**Wiersz 21 - Drewno opałowe** – drewno okrągłe bez kory, które jest pozyskiwane do wykorzystania jako paliwo do celów takich jak gotowanie, ogrzewanie lub produkcja energii. Obejmuje drewno okrągłe pozyskiwane z głównych pni oraz drewno, które będzie wykorzystywane jako surowiec do produkcji węgla drzewnego (np. w piecach do wypalania i przenośnych piecach) i inne aglomeraty do wykorzystania energii. Obejmuje również zrębki do wykorzystania jako paliwo, które są wytwarzane bezpośrednio (tj. w lesie) z drewna okrągłego. Nie obejmuje węgla drzewnego, granulek i innych aglomeratów.

**Wiersz 22 - Gałęzie i wierzchołki drzew** - drewno niełodygowe, gałęzie to części drzewa wyrastające z pnia (łodygi) lub z konaru. Wierzchołek drzewa to najwyższa warstwa drzewa, znana również jako korona.

**Wiersz 23 - Pniaki** - drewno bezłodygowe, niewielka pozostała część pnia z korzeniami nadal w ziemi po ścięciu i ścięciu drzewa.

**Wiersz 24 - Przemysłowe drewno okrągłe** - całe drewno okrągłe bez kory z wyjątkiem drewna opałowego (opału drzewnego). Chociaż może nie być zbierany głównie do celów energetycznych, ostatecznie jest wykorzystywany jako nośnik energii. Obejmuje drewno pierwotnie przeznaczone na kłody tartaczne, kłody fornirowe, papierówkę, okrągłą i łupaną; oraz inne drewno okrągłe przemysłowe (takie jak drewno okrągłe pierwotnie przeznaczone do stosowania na słupy, pali, słupy, ogrodzenia, podpory, gonty i dachówki, wełna drzewna, garbowanie, destylacja, uprawa grzybów shiitake i bloki zapalek itp.).

**Wiersz 25 - Kora** - najbardziej zewnętrzna warstwa łydy i korzeni roślin drzewiastych. Obejmuje korę niewuwzględnioną w wartościach podkorowych pierwotnej biomasy stałej np. odpady kory i korka.

**Wiersz 26 - Wióry, trociny, zrębki** - drewno, które zostało rozdrobnione na małe kawałki i nadaje się do roztwarzania, do produkcji płyt wiórowych i/lub płyt pilśniowych lub do innych celów i jest ostatecznie wykorzystywane jako paliwo. Obejmuje wióry wytwarzane bezpośrednio z drewna okrągłego w rębakach. Nie obejmuje zrębków wytwarzanych w ramach ciągłego procesu przemysłowego (np. zrębków wytwarzanych z drewna okrągłego lub pozostałości drewna w produkcji masy włóknistej, płyt wiórowych i płyt pilśniowych) oraz zrębków wytwarzanych bezpośrednio w lesie z drewna okrągłego (tj. już liczonych jako papierówka lub paliwo drzewne).

**Wiersz 27 - Drewno pokonsumpcyjne wykorzystywane bezpośrednio do wytwarzania energii** - odzyskane drewno, takie jak palety, odpady z gospodarstw domowych, a także drewno zużyte pochodzące z budowy lub rozbiórki budynków lub z prac inżynierskich, zanieczyszczone lub nie, które jest ponownie wykorzystywane do celów energetycznych.

**Wiersz 28 - Węgiel drzewny** - stała pozostałość po destylacji i pirolizie drewna i innych materiałów roślinnych. Jest to drewno zwęglone poprzez częściowe spalanie lub zastosowanie ciepła ze źródeł zewnętrznych. Obejmuje tylko węgiel drzewny używany jako paliwo.

**Wiersz 29 - Pellety i brykiety drzewne** - aglomeraty wytwarzane z produktów ubocznych (takich jak wióry z cięcia, trociny lub zrębki) przemysłu mechanicznego obróbki drewna, przemysłu meblarskiego lub innej działalności związanej z przetwarzaniem drewna. Pellety drzewne są produktem cylindrycznym, który został aglomerowany z pozostałości drewna przez sprasowanie z dodatkiem lub bez dodatku niewielkiej ilości spoiwa. Brykiety drzewne są zagęszczonym biopaliwem wytwarzanym z lub bez środków prasujących w postaci sześciennych lub cylindrycznych jednostek, wytwarzanym przez sprasowanie sproszkowanej biomasy. Surowcem do brykietów może być biomasa drzewna. Należy wykazywać tylko ilości przeznaczone do celów energetycznych.

**Wiersz 30 - Uprawy energetyczne z wyłączeniem surowców spożywczych i paszowych** – biomasa z plantacji przeznaczonych na cele energetyczne do produkcji energii elektrycznej i ciepłej (drzewa i krzewy szybko rosnące, byliny dwuliścienne, trawy wieloletnie). **Nie obejmuje nośników wykazanych w wierszu powyżej.**

**Wiersz 31 - Uprawy energetyczne - surowce spożywcze i paszowe** - tym miejscu należy wykazać ilość biomasy rolniczej – roślin energetycznych stanowiących surowce spożywcze i paszowe (np. zboża, soja).

**Wiersz 32 - Odpady z rolnictwa** – pozostałości organiczne z rolnictwa i ogrodnictwa (np. słoma, odpady z produkcji ogrodniczej oraz brykiety i pellety – np. ze słomy). Pozostałości po zbiorach roślin (paszowych) (np. łydy i ściernisko). Resztki poźniwne mogą pozostawać nad lub pod ziemią. Pozostałości, które są zbierane jako produkt uboczny w paszach (uprawach) (np. słomie) i są wykorzystywane do produkcji energii elektrycznej lub ciepła. Należy wykazywać jedynie pozostałości wykorzystane do znaczących celów energetycznych. Pozostałości roślin spalonych na polu bez odzysku energii nie należy wykazywać.

**Wiersz 33 - Odpady zwierzęce** – odpady pochodzenia zwierzęcego podlegające degradacji biologicznej, pozyskiwane głównie z przemysłu spożywczego, przetwórczego, leśnictwa oraz hodowli zwierzęcych np. odchody zwierzęce, mięso, tłuszcz i pozostałości ze zwierząt.

**Wiersz 34 - Ług powarzelny i olej talowy surowy** – ług powarzelny (ług czarny) to produkt podlegający degradacji biologicznej (biomasa odpadowa), powstający w trakcie procesu produkcji papieru, podczas którego w efekcie wydziela się celuloza, a pozostałością jest ług powarzelny. Surowy olej talowy, zwany również ciekłą kalafonią lub talolem, jest lepłą

żółto-czarną pachnącą cieczą otrzymywaną jako produkt uboczny procesu Kraft wytwarzania pulpy drzewnej. Surowy olej talowy zawiera kalafonię, niezmydlające się sterole (5-10%), kwasy żywiczone (głównie kwas abietynowy i jego izomery), kwasy tłuszczowe (głównie kwas palmitynowy, kwas oleinowy i kwas linolowy), alkohole tłuszczowe, niektóre sterole i inne węglowodory alkilowe pochodne. Wszystkie powyższe składniki oleju talowego należy wykazywać w tej kategorii.

**Wiersz 35 - Biomasa odpadowa pochodząca z przemysłu** – odpady podlegające degradacji biologicznej (biomasa odpadowa) pochodzące z przemysłu np. papierniczego (z wyłączeniem ługu powarzelnego), drzewnego, meblowego, spożywczego, włókienniczego.

**Wiersz 36 - Frakcje organiczne stałych odpadów komunalnych** – odpady podlegające degradacji biologicznej (biomasa odpadowa) pochodzące z gospodarstw domowych, szpitali oraz sektora handlu i usług (np. makulatura). Wykazywana jest tylko ilość frakcji organicznych (biodegradowalnych) zawartych w całkowitej ilości odpadów.

**Wiersz 37 - Osady ściekowe** - są to resztkowe, półstałe materiały, które powstają jako produkt uboczny podczas oczyszczania ścieków przemysłowych lub komunalnych. Należy wykazać tylko ilość wykorzystaną do znaczących celów energetycznych.

**Wiersz 40 - Biopaliwa ciekłe do celów energetycznych (biopłynny)** – ciekłe paliwa zużywane do produkcji energii elektrycznej i/lub ciepła, wytwarzane z biomasy, do których należą: estry metylowe i etylowe kwasów tłuszczowych pochodzenia roślinnego lub zwierzęcego, naturalne oleje roślinne, bioetanol, olej pyrolityczny pochodzenia roślinnego lub zwierzęcego.

**Wiersz 41** – ciepło w parze i gorącej wodzie wraz z ciepłem spalin (z zewnątrz) jest to ciepło (energia) odzyskane i przejęte z innego procesu technologicznego niż wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła, w innym niż elektrownia przedsiębiorstwie.

**Wiersze 44** – 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 48–67** - 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 68–112** – zasady wyliczania ilości paliw zużytych w kotłach ciepłowniczych oraz energii chemicznej zawartej w paliwie są analogiczne jak omówione w punkcie poprzednim.

Produkcja energii elektrycznej brutto (**wiersz 113**) jest to energia wytworzona przez generatory elektrowni i pomierzona na zaciskach tych generatorów.

**Wiersz 114** – 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 115** należy podać produkcję energii elektrycznej 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.

**W wierszu 116** należy podać ilość energii elektrycznej uzyskanej ze spalania biomasy/biogazu a **w wierszu 117** należy podać ilość energii elektrycznej wytworzonej w układach hybrydowych (zgodnie z rozporządzeniem Ministra Gospodarki z dnia 18 października 2012 r. w sprawie szczegółowego zakresu obowiązków uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia, uiszczenia opłaty zastępczej, zakupu energii elektrycznej i ciepła wytworzonych w odnawialnych źródłach energii oraz obowiązku potwierdzania danych dotyczących ilości energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnym źródle energii (Dz. U. poz. 1229, z późn. zm.)).

**Wiersz 118** – należy podać ilość energii elektrycznej wytworzonej ze spalania biomasy/biogazu w urządzeniach spalających jednocześnie te paliwa z innymi paliwami. Energię elektryczną wytworzoną z biomasy/biogazu należy obliczać jako część energii odpowiadającą udziałowi energii chemicznej tych paliw w całości energii chemicznej wszystkich paliw zużytych do produkcji energii elektrycznej.

**Wiersz 127** – należy podać ilość energii elektrycznej pobranej przez należący do elektrowni magazyn energii elektrycznej. W wierszu tym należy podać energię elektryczną pobraną z sieci KSE jak również z produkcji własnej.

**Wiersz 128** – należy podać ilość energii elektrycznej pobranej przez magazyn energii elektrycznej z sieci KSE.

**Wiersz 129** – należy podać całkowitą ilość energii elektrycznej oddanej przez magazyn energii elektrycznej do sieci KSE oraz na potrzeby elektrowni.

**Wiersz 130** – należy podać ilość energii elektrycznej oddanej przez magazyn energii elektrycznej do sieci KSE.

**Wiersz 131** – należy podać ilość energii elektrycznej wprowadzonej do sieci KSE zmierzoną w miejscu dostarczenia energii (zgodnie z IRIESP na górnym uzwojeniu transformatora blokowego). W energii tej powinna być zawarta energia elektryczna z produkcji własnej oraz z magazynu energii elektrycznej.

**Wiersz 135** – należy podać ilość energii elektrycznej z własnej produkcji dostarczonej bezpośrednio odbiorcom z własnej sieci elektroenergetycznej.

**Wiersz 136** – w wierszu tym należy podać obniżenie produkcji energii elektrycznej spowodowane poborem pary z turbin przez urządzenia i instalacje służące do wytwarzania ciepła sprzedawanego odbiorcom.

**Wiersze 137–141** – należy podać ilość ciepła przejętego przez parę i wodę w kotłach.

Ciepło przejęte w kotłach energetycznych paleniskowych i bezpaleniskowych (odzysknicowych) 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 oraz straty w rurociągach i wymiennikach na obszarze elektrociepłowni lub ciepłowni.

Przez produkcję ciepła netto (**wiersze 142–146**) rozumie się ciepło wytworzone i oddane odbiorcom na potrzeby technologiczne i grzewcze oraz ciepło zużyte w elektrowni na potrzeby administracyjno–gospodarcze (niezwiązane z produkcją ciepła i energii elektrycznej).

Produkcja ciepła z kotłów energetycznych – należy podać ilość ciepła zmierzoną na wyjściu z kotła energetycznego.

Produkcja ciepła z kotłów ciepłowniczych jest to ciepło przejęte przez parę z kotłów paleniskowych i bezpaleniskowych (odzysknicowych), 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.

**W wierszach 147 i 148** - należy wykazać sprzedaż ciepła z własnej produkcji w kotłach energetycznych oraz w kotłach ciepłowniczych.

**Wiersz 149** - należy podawać przeciętne zatrudnienie w elektrowni w przeliczeniu na pełne etaty.

**Wiersz 150** - Sprawność kotłów ciepłowniczych - należy obliczyć jako iloraz ciepła wyprodukowanego w kotłach ciepłowniczych netto 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 netto [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 151** – razem elektrownia/elektrociepłownia (bez kotłów ciepłowniczych) - sprawność przemiany energii chemicznej paliw w energię elektryczną, mechaniczną i ciepło należy obliczyć według wzoru:

$$\eta = [3,6 \times Dz.2w.113 + Dz.2w.141 + 3,6 \times Dz.2w.119] / Dz.2(w.45 + w.65) \times 100 [\%]$$

- dla jednostki wytwórczej obliczeń należy dokonać wg ogólnego wzoru:

$$\eta_b = [3,6 \times Dz.3w.07 + Dz.3w.12 + 3,6 \times Dz.3w.08] / Dz.3w.17 \times 100 [\%]$$

Energię chemiczną paliwa na wytworzenie 1 kWh energii elektrycznej brutto (lub mechanicznej) (**wiersz 152**) 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 netto.

Wskaźnik zużycia energii elektrycznej i mechanicznej na produkcję energii elektrycznej i mechanicznej (**wiersz 155**) 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 126. Wskaźnik należy wyliczać z dokładnością do 0,01 % (dwa miejsca po przecinku).

### Dział 3. Bloki energetyczne, ciepłownicze i turbozespoły

**Uwaga!** W dziale tym należy dążyć do oddzielenia układów, w których dla potrzeb produkcji energii elektrycznej spala się tylko paliwa odnawialne (biomasę i biogaz), układów spalających tylko gaz od układów pozostałych (spalających węgiel, współspalających różne paliwa).

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 według kodu paliwa podstawowego (według wykazu zawartego w Dziale 2), moc znamionową (zainstalowaną).

Moc osiągalna brutto bloków i/lub turbozespołów powinna być zgodna z wierszem 10 Działu 1.

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

**Wiersz 12** – do produkcji ciepła należy zaliczyć łączną produkcję ciepła netto w kotłach energetycznych i w blokach ciepłowniczych. Musi zachodzić przy tym zależność:

$$Dz.2 w.146 = Dz.3 w.12 \Sigma \text{ kol. (1-13)}$$

W przypadku potrzeb własnych dla kilku bloków lub turbozespołów należy dokonać podziału według 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 19** – 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 4. Emisja pyłów i gazów. Uprawnienia do emisji CO<sub>2</sub>**

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.

**Wiersz 01** – należy podać symbol emitora, do którego podłączone są instalacje urządzeń spalających, bądź inne instalacje ujęte w pozwoleniu zintegrowanym, z których następuje emisja.

**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 według zasad przyjętych w umowie z dostawcą dla ustalenia ceny węgla.

Wielkości powinny być obliczone jako średnie ważone za okres roczny, a zużycie (wiersze 02 i 09) zgodne z Dz. 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 16) 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 21–24** - biomasa - należy podawać ilość zużytej biomasy oraz następujące 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.

**Wiersze 25–26** - biogaz - należy podawać ilość zużytego biogazu oraz średnią wartość opałową w kJ/ m<sup>3</sup> z dokładnością do 10 kJ.

**Wiersze 27 i 28** – inne paliwa – należy wypełniać w przypadku zużycia innych paliw niż wyszczególnione (wiersze od 02 do 26).

**Wiersze 29 i 30** - 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 31** - udział popiołu lotnego w odpadach - należy podać w % udziału popiołu lotnego w całkowitej ilości odpadów paleniskowych, ustalonych na podstawie pomiarów bilansowych kotła.

**Wiersz 32** - suma czasu pracy kotłów/urządzeń w grupie emitorów - należy podać rzeczywisty czas pracy kotłów, który powinien wynikać z ewidencji czasów przestoju kotłów/urządzeń i bilansu czasu kalendarzowego.

**Wiersz 33** - 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.

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

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

gdzie:

$n_{gwz}$  – średnia osiągalna skuteczność odpylania,

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

$A_w$  – emisja pyłu (wiersz 35),

$X$  – udział popiołu lotnego w całkowitej ilości odpadów paleniskowych [%] (wiersz 31),

$A_c$  – całkowita ilość odpadów paleniskowych.

**Wiersz 34** - procent siarki przechodzącej w  $SO_2$  - należy podać procentowy udział siarki zawartej w zużytym paliwie, która przechodzi w  $SO_2$ :

- dla węgla kamiennego:

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

96 % - dla kotłów pyłowych ze stałym odprowadzaniem żużla,

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 35–42** - ilości emisji [Mg] podawane w sprawozdaniu powinny odpowiadać wielkościom zawartym w prowadzonej ewidencji rodzajów i ilości zanieczyszczeń wprowadzanych do powietrza, przekazywanej wojewodzie (rozporządzenie Ministra Klimatu z dnia 11 grudnia 2019 r. w sprawie wykazów zawierających informacje i dane o zakresie korzystania ze środowiska oraz wysokości należnych opłat (Dz.U. poz. 2443)). W przypadku raportowania danych również do KOBiZE, dane te powinny być spójne z niniejszym sprawozdaniem.

**Wiersz 35** – w przypadku braku pomiarów, emisja pyłu może być obliczona z wzoru:

$$A_w = 0,9A \frac{X}{100} \times \frac{100 - n_{\acute{s}re}}{100 - q_p}$$

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 31),

$q_p$  - zawartość części palnych w uchwyconym popiele lotnym (wiersz 29),

$n_{\acute{s}re}$  - średnia eksploatacyjna skuteczność odpylaczy obliczona z wzoru:

- dla elektrofiltrów

$$n_{\acute{s}re} = n_{gwz} - \mu \times \left(1 - \frac{D_o}{100}\right) \times (n_{gwz} - n_{m\acute{s}r})$$

w którym:

$n_{gwz}$  - średnia osiągalna skuteczność odpylania (%),

$D_o$  - średnia dyspozycyjność odpylaczy (%),

$\mu$  - współczynnik korygujący dyspozycyjność:

- dla elektrofiltrów jednopolowych  $\mu = 1,0$ ,
- dla elektrofiltrów dwupolowych  $\mu$  określamy z normogramu 1,
- dla elektrofiltrów trójpolowych  $\mu$  określamy z normogramu 2,
- dla elektrofiltrów czteropolowych  $\mu$  określamy z normogramu 3,

$n_{m\acute{s}r}$  - średnia mechaniczna skuteczność odpylania (z wyłączonymi zespołami zasilającymi)

- dla odpylaczy mechanicznych

$$n_{\dot{s}re} = \frac{D_o}{100} \times n_{g wz}$$

**Wiersz 36** - emisja SO<sub>2</sub> - powinna być określona na podstawie wskaźników wynikających z dokonanych pomiarów lub obliczona ze wzoru:

$$E_{SO_2} = (B \times s_w \times \frac{K}{100} + M \times s_m) \times 2/10^2$$

gdzie:

- B - ilość zużytego węgla (t),
- M - ilość zużytych paliw płynnych (t),
- s<sub>w</sub> - zawartość siarki w węglu (%),
- s<sub>m</sub> - zawartość siarki w paliwach płynnych (%),
- K - procent siarki przechodzącej w SO<sub>2</sub> (wiersz 34).

**Wiersz 37** - emisja NO<sub>x</sub> - powinna być określona na podstawie wskaźników wynikających z dokonanych pomiarów.

**Wiersz 38** - 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<sub>co</sub> - emisja CO (t),
- Q<sub>B</sub> - energia chemiczna zużytych paliw (GJ),
- W<sub>co</sub> - 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),
  - kotłów olejowych - 15 (g/GJ).

a po przeliczeniu według wzoru g/GJ:

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

(Wskaźnik W<sub>co</sub> 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 39** – emisja CO<sub>2</sub> w odniesieniu do wytwórców energii elektrycznej uczestniczących w systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych powinna zostać obliczona zgodnie z wytycznymi sporządzania raportów rocznych w tym zakresie do KOBiZE. (na podstawie art. 64b ust. 8 pkt.1 ustawy z dnia 12 czerwca 2015 r., o systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych (Dz. U. z 2023 r., poz. 589), wykaz instalacji wraz z ostateczną liczbą uprawnień do emisji przydzieloną na 2021 rok oraz zatwierdzoną przez Komisję Europejską i opublikowaną zgodnie z art. 26e ust. 3 ww. ustawy). W pozostałych przypadkach emisję CO<sub>2</sub> należy wyznaczyć przyjmując określone wskaźniki emisyjności spalonych paliw.

**Wiersze 40–42** – emisja Cd, Pb, Hg – powinna być określana na podstawie wskaźników wynikających z pomiarów.

**Wiersze 43–54** – liczba urządzeń odpylających - należy podać liczbę danego typu urządzeń, gdzie:

E1, 2, ..., 8 – oznacza odpowiednio elektrofiltry 1, 2, ..., 8 polowe (gdzie pola stanowią odrębne zespoły zasilające dla poszczególnych stref odpylania);

Mc – multycykon;

C – cyklon lub bateria cyklonów;

FT – filtr tkaninowy;

In – inne urządzenia odpylające.

**Wiersz 55** – wskaźniki zastosowane do obliczenia emisji CO<sub>2</sub> – 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. W przypadku instalacji objętych systemem handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych podany wskaźnik powinien odpowiadać wskaźnikowi na podstawie którego została obliczona roczna emisja CO<sub>2</sub> w raporcie składanym do KOBiZE.

**Wiersze 56–59** – należy wykazać najwyższe średnie stężenie SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> oraz pyłu lub najwyższy wynik z pomiarów okresowych dla źródeł objętych obowiązkiem wynikającym z przepisów ustawy z dnia 27 kwietnia 2001 r. Prawo ochrony środowiska (Dz. U. z 2022 r. poz. 2556, z późn. zm.) oraz właściwych jej aktów wykonawczych.

**Wiersze 60–65** – należy wykazać najwyższe średnie 24-godzinne lub 48-godzinne stężenie SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> oraz pyłu dla źródeł objętych obowiązkiem wynikającym z ustawy Prawo Ochrony Środowiska z dnia 27 kwietnia 2001 r. oraz zgodnie z rozporządzeniem Ministra Klimatu z dnia 24 września 2020 r. w sprawie standardów emisyjnych dla niektórych rodzajów instalacji, źródeł spalania paliw oraz urządzeń spalania lub współspalania odpadów (Dz. U. poz. 1860).

**Wiersze 67–68** – liczba godzin przekroczeń dopuszczalnego stężenia SO<sub>2</sub> i najwyższe stężenie tego zanieczyszczenia występujące w czasie przekroczeń. Wiersze należy wypełnić zgodnie z rozporządzeniem Ministra Klimatu z dnia 24 września 2020 r. w sprawie standardów emisyjnych dla niektórych rodzajów instalacji, źródeł spalania paliw oraz urządzeń spalania lub współspalania odpadów, których to dotyczy.

**Wiersze 69–71** – wskaźniki emisji dopuszczalnej – należy podać wskaźniki wynikające z decyzji o dopuszczalnej emisji lub rozporządzenia Ministra Klimatu z dnia 24 września 2020 r. w sprawie standardów emisyjnych dla niektórych rodzajów instalacji, źródeł spalania paliw oraz urządzeń spalania lub współspalania odpadów.

**Wiersze 72–79** – w odpowiednich wierszach należy podać ilość instalacji odsiarczania spalin według rodzaju zastosowanej technologii oraz podać określenie bloku/kotła, na którym została zabudowana dana instalacja.

**Wiersz 80** – skuteczność instalacji – należy podać średnią skuteczność odsiarczania spalin dla pracujących instalacji (%).

**Wiersz 81** – wielkość zredukowanej emisji SO<sub>2</sub> - należy podać wielkość, o jaką emisja SO<sub>2</sub> zmniejszyła się w skali roku sprawozdawczego w wyniku działania instalacji odsiarczania w stosunku do całkowitej ilości wytworzonego dwutlenku siarki.

**Wiersze 82–93** – 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 94** – skuteczność instalacji – należy podać średnią skuteczność instalacji redukcji tlenków azotu.

**Wiersz 95** – redukcja emisji NO<sub>x</sub> – należy podać wielkość, o jaką emisja tlenków azotu zmniejszyła się w skali roku sprawozdawczego w wyniku działania instalacji.

**Wiersze 96–99** – modernizacje urządzeń odpylających – należy podać rodzaj modernizacji urządzeń odpylających.

**Wiersze 100–101** – należy wykazać liczbę przydzielonych na dany rok sprawozdawczy bezpłatnych uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>, odpowiednio na energię elektryczną i na ciepło.

**Wiersze 102–105** – należy wykazać liczbę i wartość zakupionych uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>, dokonanych na pokrycie emisji, która wykroczyła poza przyznany limit w roku sprawozdawczym oraz liczbę i wartość sprzedanych uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>.

**Wiersze 106–115** – charakterystyka emitora – należy podać ilość i rodzaj kotłów wchodzących w skład emitora zgodnie z przyjętymi oznaczeniami:

**Kotły parowe:**

OP - pyłowe  
OR - rusztowe  
OG - gazowe  
OO - olejowe  
OF - fluidalne  
ORC - kotły oleju termalnego  
OI - Inne

**Kotły wodne:**

WP - pyłowe  
WR - rusztowe  
WG - gazowe  
WO - olejowe  
WI - inne

Kotły przewidziane dla dwóch rodzajów paliw mogą mieć oznaczenia trzyliterowe, np.: OPG – pyłowo-gazowy.

**Rodzaje turbin:**

TG - gazowe

- TK - kondensacyjne
- TP - przeciwprężne
- C - z wylotem lub wylotem i upustami ciepłowniczymi
- UC - z wylotem ciepłowniczym i upustami przemysłowymi
- UK - kondensacyjne z upustami przemysłowymi
- UP - przeciwprężne z upustami przemysłowymi
- CK - kondensacyjne z upustami ciepłowniczymi
- UCK - kondensacyjne z upustami przemysłowymi i ciepłowniczymi
- ORC - z kotłami oleju termalnego
- TI - inne urządzenia, np. agregaty prądotwórcze, silniki spalinowe

## **Dział 5. Opłaty i kary za korzystanie ze środowiska oraz koszty eksploatacji urządzeń ochrony środowiska i składowania odpadów, w tys. zł**

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

- a) za odprowadzanie zanieczyszczeń do atmosfery oraz za przyznane uprawnienia do emisji CO<sub>2</sub>,
- b) za odprowadzanie zanieczyszczeń do wód i ziemi.

W Dziale należy podać opłaty ponoszone za korzystanie ze środowiska zgodnie z przyjętymi stawkami za poszczególne rodzaje zanieczyszczeń środowiska, wykazane w rozporządzeniach (obwieszczeniach) ministrów właściwych do spraw klimatu lub decyzji urzędowych w sprawie nałożenia kar.

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 i jej uzdatnianie, które należy dodawać do pozycji 06.

**W wierszu 08** "opłaty za składowanie odpadów" należy uwzględnić również opłaty ponoszone za wywóz odpadów z procesów energetycznego spalania paliw.

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

**W wierszu 13** należy podać łączne koszty eksploatacji urządzeń ochrony środowiska i składowania odpadów lub wywozu odpadów.

## **Dział 6. Sprzedaż energii elektrycznej i usług systemowych**

W dziale tym należy rozliczyć, według kierunków sprzedaży, energię elektryczną oraz sprzedaż usług systemowych, w tym rezerw mocy, wytwarzanych lub realizowanych za pomocą własnych urządzeń wytwórczych z uwzględnieniem zakupu na rynku bilansującym czy z innych kierunków w celu wywiązania się z obowiązku zakupu oraz przychody ze spełnienia obowiązku mocowego wynikające z ustawy z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy (Dz. U. z 2023 r. poz. 2131).

Przez kierunki sprzedaży energii elektrycznej rozumie się sprzedaż:

- według kontraktów bezpośrednich,
- na giełdzie energii elektrycznej,
- na zorganizowanej platformie obrotu,
- na rynku bilansującym,
- za granicę.

**W wierszu 01** należy wykazać ilość i wartość energii elektrycznej sprzedanej do operatora systemu przesyłowego oraz operatorów systemów dystrybucyjnych na pokrywanie strat oraz na potrzeby własne stacji.

**W wierszu 04** należy wykazać sprzedaż energii elektrycznej do przedsiębiorstwa obrotu zdefiniowanego jako przedsiębiorstwo energetyczne, którego podstawową działalność gospodarczą stanowi handel hurtowy lub detaliczny energią. Przedsiębiorstwo obrotu nie posiada własnej sieci przesyłowej ani dystrybucyjnej.

Energię wykazywaną w wierszach 01 i 04 należy rozdzielić na dwa kierunki sprzedaży: w ramach własnej grupy kapitałowej i poza własną grupę kapitałową.

**W wierszu 07** należy podać ilość i wartość energii elektrycznej sprzedanej do przedsiębiorstw obrotu w ramach bilansowania energii.

**W wierszu 08** należy wykazać sprzedaż energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii do sprzedawcy zobowiązanego zgodnie z obowiązkiem określonym w art. 41 ust. 1 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2023 r. poz. 1436, z późn. zm.).

Sprzedaż energii elektrycznej odbiorcom końcowym (**wiersz 09**) należy podzielić na dwie grupy:

1. posiadający umowy sprzedaży - odbiorcy kupujący energię elektryczną od wytwórcy na podstawie umowy sprzedaży
2. posiadający umowy kompleksowe (odbiorcy kupujący energię elektryczną na podstawie umowy zawierającej postanowienia umowy sprzedaży i o świadczenie usług dystrybucji) oraz odbiorcy kupujący energię elektryczną na podstawie umowy sprzedaży a zasilani bezpośrednio z sieci wytwórcy.

Drobni dystrybutorzy lokalni są to przedsiębiorstwa w części dokonujące zakupu energii na własny użytek (wykazywanej w wierszach 10–15) a w części (wykazanej w wierszach 16–18) dostarczające energię innym odbiorcom za pośrednictwem lokalnych sieci dystrybucyjnych. Sprzedaż energii do drobnych dystrybutorów lokalnych podlegającej dalszej odsprzedaży realizowana jest na podstawie ceny energii elektrycznej nie obciążonej kosztami obowiązkowego zakupu praw majątkowych OZEE oraz kosztami realizacji obowiązku, o którym mowa w art. 10 ust. 1 ustawy z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej (Dz. U. z 2021 r. poz. 2166, z późn. zm.).

**W wierszu 19** należy podać ilość i wartość energii elektrycznej sprzedanej na Towarowej Giełdzie Energii S.A. w rozumieniu ustawy z dnia 26 października 2000 r. o giełdach towarowych (Dz. U. z 2023 r. poz. 380, z późn. zm.), w tym na, prowadzonej od maja 2020 r. przez TGE, Zorganizowanej Platformie Obrotu (OTF).

**W wierszu 22** należy podać ilość i wartość energii elektrycznej sprzedanej na giełdach towarowych innych niż TGE i na innych platformach obrotu prowadzonych przez spółki prowadzące na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej giełdę towarową w rozumieniu ustawy z dnia 26 października 2000 r. o giełdach towarowych.

**Wiersz 25** – sprzedaż energii elektrycznej wynikająca z rozliczeń w ramach prowadzonego przez operatora systemu przesyłowego bieżącego bilansowania zapotrzebowania na energię elektryczną z dostawami tej energii w krajowym systemie elektroenergetycznym.

**W wierszu 26** należy podać ilość i wartość energii z produkcji własnej sprzedanej za granicę w ramach własnych kontraktów.

**Wiersze 28–34** - podziału usług systemowych należy dokonać zgodnie z katalogiem usług systemowych przedstawionym w „Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi”.

**W wierszu 35** należy wykazać wartość sprzedaży energii elektrycznej, usług systemowych oraz przychody wynikające ze spełnienia obowiązku mocowego.

**W wierszu 36** należy wydzielić z wiersza 35 (jednocześnie z wiersza 27) sprzedaż energii zakupionej na rynku bilansującym. Energię kupioną z innych kierunków należy wykazać w wierszu 37.

W kolumnie 1 (wiersze 36, 37) należy wykazywać dane dotyczące ilości energii elektrycznej zakupionej w celu wywiązania się z 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 39** należy wykazać przychody wynikające ze spełnienia obowiązku mocowego, o którym mowa w art. 2 pkt. 23 ustawy z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy wraz z przysługującą premią dla dostawcy mocy, który w danym okresie zagrożenia dostarczył moc ponad skorygowany obowiązek mocowy jednostki rynku mocy zlokalizowanej w systemie (art. 2 pkt. 66 ustawy z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy).

**W wierszu 40** należy wykazywać sprzedaż do odbiorców końcowych objętych ochroną przed nadmiernym wzrostem cen energii w roku 2023 zgodnie z ustawą z dnia 7 października 2022 r. o szczególnych rozwiązaniach służących ochronie odbiorców energii elektrycznej w 2023 roku w związku z sytuacją na rynku energii elektrycznej (Dz. U. z 2023 r. poz. 1704) [ustawa o limitach zużycia].

**W wierszach 41 i 42** należy wykazywać sprzedaż do odbiorców końcowych uprawnionych, o których mowa w art. 2 pkt 2) ustawy z dnia 27 października 2022 r. o środkach nadzwyczajnych mających na celu ograniczenie wysokości cen energii elektrycznej oraz wsparciu niektórych odbiorców w 2023 roku (Dz. U. poz.2243, z późn. zm.) [ustawa o limitach cen], przy czym w wierszu 42 dane powinny obejmować odbiorców uprawnionych, którzy złożyli oświadczenie zgodnie z art. 5 ww. ustawy, czyli tych, dla których stosowana jest przez przedsiębiorstwo cena maksymalna.

## **Dział 7. Obrót energią elektryczną**

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

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

Dane wykazywane w tym dziale nie obejmują przypadków podawanych w wierszach 36, 37 Działu 6.

Z wolumenu obrotu energią elektryczną wykazaną w wierszach 09 i 27 należy wydzielić ilość i wartość energii kupionej bądź sprzedanej w ramach zintegrowanej grupy kapitałowej oraz poza własną grupę kapitałową.

Z wolumenu obrotu energią elektryczną należy wydzielić i wykazać odpowiednio w wierszu 12 i 30 ilość i wartość energii kupionej bądź sprzedanej w celu bilansowania energii.

**W wierszu 33** należy wykazywać sprzedaż do odbiorców końcowych objętych ochroną przed nadmiernym wzrostem cen energii w roku 2023 zgodnie z ustawą z dnia 7 października 2022 r. o szczególnych rozwiązaniach służących ochronie odbiorców energii elektrycznej w 2023 roku oraz w 2024 roku w związku z sytuacją na rynku energii elektrycznej [ustawa o limitach zużycia].

**W wierszach 34 i 35** należy wykazywać sprzedaż do odbiorców końcowych uprawnionych, o których mowa w art. 2 pkt 2) ustawy z dnia 27 października 2022 r. o środkach nadzwyczajnych mających na celu ograniczenie wysokości cen energii elektrycznej oraz wsparciu niektórych odbiorców w 2023 roku oraz w 2024 roku [ustawa o limitach cen], przy czym **w wierszu 35** dane powinny obejmować odbiorców uprawnionych, którzy złożyli oświadczenie zgodnie z art. 5 ww. ustawy, czyli tych, dla których stosowana jest przez przedsiębiorstwo cena maksymalna.

## **Dział 8. Wynik finansowy na energii elektrycznej według rodzajów działalności, w tys. zł**

Przy ustalaniu przychodów i kosztów obowiązują ogólne zasady rachunkowości, w tym zasada 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.

Przychody ze spełnienia obowiązku mocowego (w tym premie uzyskiwane za moc dostarczoną ponad skorygowany obowiązek mocowy) należy wykazywać **w wierszu 01 w kolumnie 2** a koszty poniesione na funkcjonowanie w związku z uczestnictwem w rynku mocy **w wierszu 07 w kolumnie 2**.

Do przychodów ze sprzedaży należy zaliczyć również odpowiednio rekompensaty, o których mowa w art. 12 ustawy z dnia 7 października 2022 r. o szczególnych rozwiązaniach służących ochronie odbiorców energii elektrycznej w 2023 roku oraz w 2024 roku w związku z sytuacją na rynku energii elektrycznej [ustawa o limitach zużycia] oraz w art. 8 ustawy z dnia 27 października 2022 r. o środkach nadzwyczajnych mających na celu ograniczenie wysokości cen energii elektrycznej oraz wsparciu niektórych odbiorców w 2023 roku oraz w 2024 roku [ustawa o limitach cen], zgodnie z art. 16 ust. 4 ustawy o limitach zużycia oraz z art. 10 ust. 4 ustawy o limitach cen.

W **wierszu 02** należy uwzględnić również przychody (uzyskane oraz oszacowane) dotyczące praw majątkowych z tytułu wytworzenia energii elektrycznej w okresie sprawozdawczym w instalacji odnawialnego źródła energii a także przychody ze sprzedaży praw majątkowych wynikających ze świadectw efektywności energetycznej.

**Wiersz 03** – przychody z tytułu pokrycia ujemnego salda, o którym mowa w art. 93 ust. 2 pkt 3 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, należne wytwórcy energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii

o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 500 kW, który wygrał aukcję, wytwórcy energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 500 kW i nie większej niż 1 MW, o którym mowa w art.70a ust. 2 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, sprzedającemu energię elektryczną podmiotowi innemu niż sprzedawca zobowiązany.

**W wierszach 04, 05** należy wykazać odpowiednio przychody z tytułu premii kogeneracyjnej, premii kogeneracyjnej indywidualnej, premii gwarantowanej i premii gwarantowanej indywidualnej należnej wytwórcom energii elektrycznej uczestniczącym w aukcyjnym systemie wsparcia wytwarzania energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji, w systemie wsparcia w formie premii gwarantowanej czy w systemie wsparcia dla jednostek kogeneracji o mocy zainstalowanej nie mniejszej niż 50 MW na zasadach ujętych w ustawie z dnia 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji.

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

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

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

$E_n$  - produkcja energii elektrycznej netto [MWh] (G-10.m (suma dla roku) Dział 1 suma kolumn 1, 5-12 (wiersz 04 – wiersz 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:

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

$K_s$  - 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 07** – koszt zakupu energii do odsprzedaży - należy wykazać wartość energii elektrycznej zakupionej na rynku bilansującym lub z innych kierunków wykazanej w Dziale 6.

**W wierszu 08** należy wykazać:

- koszty realizacji obowiązku, o którym mowa w art. 52 ust. 1 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (tj. koszty uzyskania świadectw pochodzenia lub świadectw pochodzenia biogazu rolniczego przedstawionych przez przedsiębiorstwo energetyczne do umorzenia Prezesowi URE i umorzonych decyzją Prezesa URE celem realizacji powyższego obowiązku lub wartość uiszczonej opłaty zastępczej),
- koszty realizacji obowiązku, o którym mowa w art. 10 ust. 1 ustawy z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej, tj. koszty realizacji przedsięwzięcia lub przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej u odbiorcy końcowego lub koszty uzyskania świadectw efektywności energetycznej przedstawionych przez

przedsiębiorstwo energetyczne do umorzenia Prezesowi URE i umorzonych decyzją Prezesa URE celem realizacji powyższego obowiązku lub wartość uiszczonej opłaty zastępczej).

Powyższe koszty obejmują: wartość zakupionych praw majątkowych, wartość „własnych” praw majątkowych wynikających z ww. świadectw pochodzenia (tj. praw majątkowych otrzymanych z tytułu wytworzenia energii elektrycznej w OZE), wartość „własnych” praw majątkowych wynikających ze świadectw efektywności energetycznej, będących potwierdzeniem planowanej do zaoszczędzenia ilości energii finalnej, o których mowa w art. 20 ust. 1 ustawy z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej a także koszty związane z ich zakupem, dokonaniem zmian w rejestrze świadectw oraz umorzeniem, a także koszty poniesionej opłaty zastępczej.

Do kosztów sprzedaży energii elektrycznej (**wiersz 09**) należy zaliczać przede wszystkim podatek akcyzowy oraz m.in. opłaty przesyłowe, o ile przedsiębiorstwo takie ponosi.

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

Przyjęte zasady podziału kosztów powinny być stosowane niezmiennie w sposób ciągły zgodnie z ustawą z dnia 29 września 1994 r. o rachunkowości (Dz. U. z 2023 r. poz. 120, z późn. zm.).

**Wiersz 11** - należy wykazać wielkość podatku akcyzowego płaconego z tytułu zużycia energii elektrycznej na potrzeby prowadzonej działalności gospodarczej. Pozycja ta nie wpływa na wielkość osiągniętego wyniku finansowego na energii elektrycznej.

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

Przychody wykazywane w **wierszu 16** stanowią środki należne za dany kwartał, wypłacane w czterech ratach przez Zarządcę Rozliczeń S.A. w formie zaliczki na poczet pokrycia kosztów osieroconych oraz kosztów powstałych w jednostkach opalanych gazem ziemnym, o których mowa w art. 44 ustawy z dnia 29 czerwca 2007 r. o zasadach pokrywania kosztów powstałych u wytwórców w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej (Dz. U. z 2022 r. poz. 311), w terminach, o których mowa w art. 22 tej ustawy, skorygowane o szacowaną korektę.

**Wiersz 18** - 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 20** - 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/przesył energii elektrycznej rozumie się transport energii elektrycznej sieciami dystrybucyjnymi/przesyłowymi w celu ich dostarczania odbiorcom.

W kosztach działalności uwzględnia się koszty uzasadnione związane z wybudowaniem magazynu energii elektrycznej będącego własnością elektrowni i funkcjonowaniem tego magazynu.

**Wiersz 24** – należy wykazywać wartość przychodów od odbiorców uprawnionych, uwzględnionych w Dziale 6 w. 40 oraz w Dziale 7 w. 33.

**Wiersz 25** – należy wykazać wartość przychodów od odbiorców uprawnionych, uwzględnionych w Dziale 6 w. 41, 42 oraz w Dziale 7 w. 34, 35.

**Wiersz 26** – należy wykazywać wartość rekompensat, o których mowa w art. 12 i art. 13 ustawy o limitach zużycia.

**Wiersz 27** – należy wykazać rekompensaty, o których mowa w art. 8 ustawy o limitach cen.

**Wiersz 28** – należy wykazać odpisy na Fundusz, o których mowa w art. 2 pkt 10) ustawy o limitach cen, realizowane zgodnie z obowiązkiem określonym w art. 21 ust. 1 ww. ustawy.

**Wiersz 29** – przychody ze sprzedaży gwarancji pochodzenia energii elektrycznej wytwarzanej z odnawialnych źródeł energii w instalacjach odnawialnego źródła energii, o których mowa w art. 120 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii oraz przychody ze sprzedaży gwarancji pochodzenia energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji, o których mowa w art. 81 ustawy z dnia 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji.

## **Dział 9. Koszty według rodzajów działalności – układ kalkulacyjny, w tys. zł**

Koszty wytworzenia energii elektrycznej, rezerw mocy, świadczenia usług przesyłowych, koszty poniesione na funkcjonowanie w związku z uczestnictwem w rynku mocy i koszty wytworzenia ciepła oraz magazynowania energii elektrycznej należy wykazywać w układzie kalkulacyjnym podanym na kwestionariuszu. 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 itp.,
- 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 doksztalcanie pracowników,
- ekwiwalent za pranie odzieży roboczej i używanie narzędzi i sprzętu stanowiącego własność pracownika,
- inne.

Do kosztów stałych wytworzenia 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 a także koszty poniesione na funkcjonowanie w związku z uczestnictwem w rynku mocy.

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 do obliczania kosztów działalności własnej dla energii elektrycznej i rezerw mocy, tzn. według wzoru:

gdzie:

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

$K_{E/C}$  - koszt energii elektrycznej z własnej produkcji zużytej na produkcję ciepła [tys. zł],

$K_z^j, K_s^j$  - zgodnie z objaśnieniami do Działu 9,

$E_c$  - ilość energii elektrycznej z własnej produkcji zużyta na produkcję ciepła [MWh].

W gospodarce skojarzonej podziału kosztów pomiędzy energią elektryczną i ciepłą należy dokonywać następująco:

a) koszty paliwa dzielić proporcjonalnie do podziału energii chemicznej paliwa uzyskanego metodą elektrowni równoważnej lub innej przyjętej w przedsiębiorstwie (sprawozdanie G-10.m, Dział 2).

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”,

b) koszty zmienne dzielić proporcjonalnie do podziału kosztów paliwa,

c) koszty stałe należy dzielić „metodą zaangażowania mocy”. Istotą tej metody jest określenie udziału podstawowego ogniwa wytwórczego, tj. kotłowni, w uzyskaniu mocy osiągalnej elektrycznej lub ciepłej (maksymalnej trwałej mocy).

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

Jeśli urządzenia, rozumiane jako wspólne miejsca powstawania kosztów, pracują na rzecz kotłowni wspólnej i kotłowni wyodrębnionej, to podział kosztów stałych będzie dwustopniowy. W pierwszym etapie należy podzielić koszty stałe między kotłownię wspólną i kotłownię wyodrębnioną wg kryterium mocy osiągalnej ciepłej kotłowni, a następnie dokonać podziału według 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 5, wiersz 12 należy wykazać koszt podgrzewania nośnika jako jedną łączną pozycję.

**W wierszu 26 w kolumnie 3** należy wykazywać koszty poniesione na funkcjonowanie w związku z uczestnictwem w rynku mocy.

## **Dział 10. Środki otrzymane z programu pomocowego, w tys. zł**

W dziale należy wykazać środki otrzymane jako zaliczki na pokrycie kosztów osieroconych otrzymanych/zwróconych w ramach programu pomocowego po likwidacji kontraktów długoterminowych.

**W wierszu 01** należy wpisać produkcję całej elektrowni, która będzie sukcesywnie pomniejszana o produkcję z jednostek wytwórczych, gdy wartość nakładów inwestycyjnych na daną jednostkę wytwórczą poniesionych od dnia 1 stycznia 2005 r. przekroczy 100% wartości księgowej netto tej jednostki na dzień 1 stycznia 2005 r. dla jednostek wytwórczych należących do wytwórcy (odpowiednio do art. 33 ustawy z dnia z dnia 29 czerwca 2007 r. o zasadach pokrywania kosztów powstałych u wytwórców w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej).



Jako środki otrzymane na pokrycie kosztów osieroconych należy wykazać należne zaliczki na pokrycie tych kosztów, które były wypłacone za dany kwartał sprawozdawczy niezależnie od terminu, w którym faktycznie zostały wypłacone.

#### **Dział 11. Wynik finansowy na ciepło, w tys. zł**

W dziale tym należy wykazać rachunek wyników na ciepło z wyodrębnieniem działalności wytwórczej.

Jeżeli przedsiębiorstwo prowadzi wyłącznie działalność wytwórczą, **posiada koncesję tylko na wytwarzanie ciepła**, przychody z tej działalności będą stanowiły 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.

Jeżeli przedsiębiorstwo wytwarza i dostarcza odbiorcom ciepło za pośrednictwem własnej sieci cieplnej, **posiada koncesję na wytwarzanie i dystrybucję ciepła**, wówczas w kolumnie 1 należy uwzględnić następujące działalności:

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

Przychody z działalności przesyłowej i dystrybucyjnej są to opłaty za usługi przesyłowe oraz opłaty abonamentowe.

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

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

Jeżeli przedsiębiorstwo energetyczne prowadzi dystrybucję ciepła zakupionego od innych przedsiębiorstw własną siecią cieplną, część ciepła wytwarza we własnych obiektach wytwórczych oraz prowadzi obrót ciepła, **posiada koncesje na wytwarzanie, przesył i dystrybucję oraz obrót ciepłem**, wówczas w kolumnie 1 uwzględnia trzy działalności: wytwarzanie ciepła, przesył i dystrybucję ciepła, obrót ciepłem.

**W wierszu 01** należy także wykazać przychody ze sprzedaży gwarancji pochodzenia ciepła albo chłodu wytwarzanych z odnawialnych źródeł energii w instalacjach odnawialnego źródła energii, o których mowa w art. 120 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii.

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.

#### **Dział 12. 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 13. Stan środków trwałych według Klasyfikacji Środków Trwałych oraz nakłady na środki trwałe, w tys. zł**

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

Podział środków trwałych na produkcję energii elektrycznej i cieplnej należy podawać według następujących zasad:

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

**Kolumny 1 i 3** - wartość ewidencyjna (brutto) jest to wartość według 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. Wielkość poniesionych nakładów inwestycyjnych należy podzielić według następujących kryteriów klasyfikacyjnych:

- inwestycje odtworzeniowe – polegające na zastępowaniu zużytych lub przestarzałych urządzeń nowymi w celu zapobieżenia procesowi starzenia się majątku,
- inwestycje rozwojowe – mające na celu zwiększenie potencjału produkcyjnego w znaczeniu wydajności parku maszynowego lub służące wdrażaniu do produkcji nowych wyrobów, lepiej zaspokajających istniejące potrzeby potencjalnych nabywców,
- inwestycje pozostałe.

Wielkości dotyczące nakładów na środki trwałe należy wykazywać zgodnie z zasadami stosownymi przy wypełnianiu analogicznych pozycji Sprawozdania o przychodach, kosztach i wyniku finansowym oraz o nakładach na środki trwałe, o symbolu F-01/I-01.

#### **Dział 14. 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 oraz magazynowaniem energii elektrycznej prowadzonej w ramach jednostki sprawozdawczej.

**W wierszu 01** należy uwzględnić również przychody ze spełnienia obowiązku mocowego (w tym premie uzyskiwane za moc dostarczoną ponad skorygowany obowiązek mocy), ze sprzedaży praw majątkowych, z tytułu pokrycia ujemnego salda, premii kogeneracyjnej, premii kogeneracyjnej indywidualnej, premii gwarantowanej czy premii gwarantowanej indywidualnej, przychody ze sprzedaży gwarancji pochodzenia energii elektrycznej, ciepła albo chłodu wytwarzanych z odnawialnych źródeł energii w instalacjach odnawialnego źródła energii, o których mowa w art. 120 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii oraz przychody ze sprzedaży gwarancji pochodzenia energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji, o których mowa w art. 81 ustawy z dnia 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji.

Należy również uwzględnić rekompensaty, o których mowa w art. 12 ustawy z dnia 7 października 2022 r. o szczególnych rozwiązaniach służących ochronie odbiorców energii elektrycznej w 2023 roku oraz w 2024 roku w związku z sytuacją na rynku energii elektrycznej [*ustawa o limitach zużycia*] oraz w art. 8 ustawy z dnia 27 października 2022 r. o środkach nadzwyczajnych mających na celu ograniczenie wysokości cen energii elektrycznej oraz wsparciu niektórych odbiorców w 2023 roku oraz w 2024 roku [*ustawa o limitach cen*], zgodnie z art. 16 ust. 4 ustawy o limitach zużycia oraz z art. 10 ust. 4 ustawy o limitach cen.

**W wierszu 08** należy wykazać pozostałe przychody operacyjne oraz zyski nadzwyczajne związane z działalnością energetyczną.

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,
- sprzedaż uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> (**wiersz 09**).

Koszty zakupu uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> (**wiersz 11**) należy zaliczyć do pozostałych kosztów.

**Wiersz 13** – pozycja ta obejmuje przychody finansowe związane z działalnością energetyczną:

- odsetki od środków pieniężnych uzyskiwanych w działalności energetycznej,
- odsetki od przeterminowanych należności.

## Dział 15. Sprzedaż ciepła z własnej produkcji

W Dziale 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 nie należy wykazywać ciepła zużytego na terenie elektrowni rozliczanego według 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.

## Dział 16. Liczba umów oraz liczba odbiorców końcowych

W dziale należy wykazać liczbę umów kompleksowych zawartych zgodnie z art. 5 ust. 3 i 4 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2022 r. poz. 1385, z późn. zm.) (**wiersz 01 i 02**), oraz liczbę umów sprzedaży zawartych zgodnie z art. 5 ust. 1 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (**wiersz 03**).

**W kolumnach 3–5** należy wykazać liczbę odbiorców końcowych, do których realizowana jest sprzedaż energii elektrycznej wykazywana w Działach 6 i 7.

## Dział 17. Jednostki rynku mocy

W wierszach 01 do 04 należy podać moc osiągalną jednostek certyfikowanych dopuszczonych do aukcji mocy. Kwalifikacja jednostek zgodna z art. 25 ust. 1 ustawy o rynku mocy.

Wiersze od 05 do 20 przeznaczone są dla jednostek rynku mocy, w odniesieniu do których w wyniku aukcji mocy zostały zawarte umowy mocowe.

Dla jednostek mocy:

- istniejących,
- zmodernizowanych,
- nowych,
- jednostek redukcji zapotrzebowania

w odpowiednich wierszach należy podać:

- w wierszach 05, 09, 13, 17 należy podać wielkość wyznaczonego obowiązku mocowego,
- w wierszach 06, 10, 14, 18 należy podać wielkość przychodów wynikających ze spełnienia obowiązku mocowego,
- w wierszach 07, 11, 15, 19 należy podać wysokość kary wynikającej z niespełnienia obowiązku mocowego,

- w wierszach 08, 12, 16, 20 należy podać wielkość kosztów poniesionych na funkcjonowanie w związku z uczestnictwem w rynku mocy.