

II. Standardy emisyjne tlenków azotu ze spalania paliw stałych, ciekłych i gazowych.

1. Standardy emisyjne tlenków azotu ze spalania paliw stałych określa tabela 8.

TABELA 8.

Nominalna moc cieplna źródła w MW	Standardy emisyjne tlenków azotu w mg/m ³ _u , przy zawartości 6% tlenu w gazach odlotowych
1	2
< 50	400

2. Standardy emisyjne tlenków azotu ze spalania paliw ciekłych, z wyłączeniem turbin gazowych i silników, określa tabela 9.

TABELA 9

Nominalna moc cieplna źródła w MW	Standardy emisyjne tlenków azotu w mg/m ³ _u , przy zawartości 3% tlenu w gazach odlotowych
1	2
< 50	400

3. Standardy emisyjne tlenków azotu ze spalania paliw ciekłych w turbinach gazowych i silnikach określa tabela 10.

TABELA 10 .

Nominalna moc cieplna źródła w MW	Standardy emisyjne tlenków azotu w mg/m ³ _u , przy zawartości 15% tlenu w gazach odlotowych.					
	turbiny gazowe ⁶⁾			silniki		
	do 31 grudnia 2024 r.	od 1 stycznia 2025 r. do 31 grudnia 2029 r.	od 1 stycznia 2030 r.	do 31 grudnia 2024 r.	od 1 stycznia 2025 r. do 31 grudnia 2029 r.	od 1 stycznia 2030 r.
1	2	3	4	5	6	7
≤ 5	400	400	200	-	-	250 ⁷⁾
> 5 i < 50	400	200	200	-	190 ⁸⁾	190 ⁸⁾

4. Standardy emisyjne tlenków azotu ze spalania paliw gazowych, z wyłączeniem turbin gazowych i silników, określa tabela 11.

TABELA 11.

Nominalna moc cieplna źródła w MW	Standardy emisyjne tlenków azotu w mg/m ³ _u , przy zawartości 15% tlenu w gazach odlotowych	
	gaz ziemny	pozostałe paliwa gazowe
1	2	3
< 50	150	200

5. Standardy emisyjne tlenków azotu ze spalania paliw gazowych w turbinach gazowych i silnikach, określa tabela 12.

TABELA 12.

Nominalna moc cieplna źródła w MW	Standardy emisyjne tlenków azotu w mg/m ³ _v , przy zawartości 15% tlenu w gazach odlotowych			
	turbiny gazowe ⁹⁾	silniki		
		do 31 grudnia 2024 r.	od 1 stycznia 2025 r. do 31 grudnia 2029 r.	od 1 stycznia 2030 r.
1	2	3	4	5
≤ 5	150 – przy spalaniu gazu ziemnego 200 – przy spalaniu pozostałych paliw gazowych	-	-	190 ⁹⁾
> 5 i < 50	150 – przy spalaniu gazu ziemnego 200 – przy spalaniu pozostałych paliw gazowych	-	190 ⁹⁾	190 ⁹⁾

III. Standardy emisyjne pyłu ze spalania paliw stałych, ciekłych i gazowych

1. Standardy emisyjne pyłu ze spalania paliw stałych określa tabela 13.

TABELA 13.

Nominalna moc cieplna źródła w MW	Standardy emisyjne pyłu w mg/m ³ _v , przy zawartości 6% tlenu w gazach odlotowych		
	do 31 grudnia 2024	od 1 stycznia 2025 r. do 31 grudnia 2029 r.	od 1 stycznia 2030 r.
1	2	3	4
≤ 5	100	100	50
> 5 i ≤ 20	100	50	50
>20 i < 5	100	30	30

2. Standardy emisyjne pyłu ze spalania paliw ciekłych, z wyłączeniem turbin gazowych i silników, określa tabela 14.

TABELA 14.

Nominalna moc cieplna źródła w MW	Standardy emisyjne pyłu w mg/m ³ _v , przy zawartości 3% tlenu w gazach odlotowych		
	do 31 grudnia 2024	od 1 stycznia 2025 r. do 31 grudnia 2029 r.	od 1 stycznia 2030 r.
1	2	3	4
≤ 5	50	50	50
> 5 < 50	50	30 ¹⁰⁾	30 ¹⁰⁾

3. Standardy emisyjne pyłu ze spalania paliw ciekłych w turbinach gazowych i silnikach określa tabela 15.

TABELA 15.

Nominalna moc cieplna źródła w MW	Standardy emisyjne tlenków azotu w mg/m ³ _u , przy zawartości 15% tlenu w gazach odlotowych					
	turbiny gazowe			silniki		
	do 31 grudnia 2024 r.	od 1 stycznia 2025 r. do 31 grudnia 2029 r.	od 1 stycznia 2030 r.	do 31 grudnia 2024 r.	od 1 stycznia 2025 r. do 31 grudnia 2029 r.	od 1 stycznia 2030 r.
1	2	3	4	5	6	7
≤ 5	50	50	20 ¹⁰⁾	-	-	20 ¹⁰⁾
> 5 i ≤ 20	50	20 ¹⁰⁾	20 ¹⁰⁾	-	20 ¹⁰⁾	20 ¹⁰⁾
> 20 i < 50	50	10 ¹⁰⁾	10 ¹⁰⁾	-	10 ¹⁰⁾	10 ¹⁰⁾

4. Standardy emisyjne pyłu ze spalania paliw gazowych, z wyłączeniem silników, określa tabela 16.

TABELA 16.

Rodzaj gazu	Standardy emisyjne pyłu w mg/m ³ _u , przy zawartości tlenu w gazach odlotowych z turbin gazowych – 15%, z pozostałych źródeł – 3%
1	2
gaz wielkopieczowy	10
gazy wytwarzane przez przemysł stalowy, które mogą być zużytkowane w innym miejscu	30
gaz gardzielowy z pieca szybowego do topienia koncentratów miedzi	25
pozostałe gazy	5

Uwagi do załącznika nr 4 do rozporządzenia:

1. W przypadku źródła spalania paliw o nominalnej mocy cieplnej większej niż 5 MW i nie większej niż 50 MW, którego czas użytkowania liczony jako średnia krocząca z pięciu lat wynosi nie więcej niż 500 godzin w roku, a jeżeli jest to źródło służące wyłącznie do wytwarzania ciepła w razie wystąpienia nadzwyczajnie niskich temperatur, nie więcej niż 1000 godzin w roku, od dnia 1 stycznia 2025 r. stosuje się standardy emisyjne obowiązujące w dniu 31 grudnia 2024 r.
2. W przypadku źródła spalania paliw o nominalnej mocy cieplnej nie większej niż 5 MW, którego czas użytkowania liczony jako średnia krocząca z pięciu lat wynosi nie więcej niż 500 godzin w roku, a jeżeli jest to źródło służące wyłącznie do wytwarzania ciepła w razie wystąpienia nadzwyczajnie niskich temperatur, nie więcej niż 1000 godzin w roku, od dnia 1 stycznia 2030 r. stosuje się standardy emisyjne obowiązujące dla tego źródła w dniu 31 grudnia 2029 r.

Objaśnienia do załącznika nr 4 do rozporządzenia:

- 1) Standard emisyjny dwutlenku siarki wynosi 300 mg/m³_u dla źródeł opalanych słomą.
- 7) Standard emisyjny dwutlenku siarki wynosi 400 mg/m³_u dla źródeł opalanych wyłącznie biomasą drzewną rozumianą jako biomasa pozyskiwana z drzew i krzewów, w tym polana drewna, zrębki,

drewno prasowane w formie peletów, drewno prasowane w formie brykietów i trociny. Jednak w przypadkach, w których biomasa drzewna jest spalana w źródłach wielopaliwowych na przemian lub jednocześnie z innymi, paliwami standard emisyjny dwutlenku siarki dla spalania biomasy drzewnej wynosi $200 \text{ mg/m}^3_{\text{u}}$.

- 2) Standard emisyjny dwutlenku siarki dla źródeł o nominalnej mocy cieplnej większej niż 5 MW i nie większej niż 20 MW, opalanych ciężkim olejem opałowym, wynosi $850 \text{ mg/m}^3_{\text{u}}$
- 3) Standard emisyjny dwutlenku siarki nie obejmuje turbin i silników gazowych opalanych olejem napędowym.
- 4) Standard emisyjny dwutlenku siarki dla źródeł opalanych biogazem wynosi $170 \text{ mg/m}^3_{\text{u}}$.
- 5) W przypadku turbin gazowych standardy emisyjne tlenków azotu stosuje się wyłącznie przy obciążeniu turbiny większym niż 70%.
- 6) Standard emisyjny tlenków azotu wynosi $1\ 850 \text{ mg/m}^3_{\text{u}}$ - w przypadku silników Diesla opalanych paliwem ciekłym, których budowę rozpoczęto przed dniem 18 maja 2006 r. oraz silników dwupaliwowych w trybie zasilania paliwem ciekłym,
- 7) Standard emisyjny tlenków azotu wynosi:
 - 1) $1\ 850 \text{ mg/m}^3_{\text{u}}$ - w przypadku silników Diesla opalanych paliwem ciekłym, których budowę rozpoczęto przed dniem 18 maja 2006 r. oraz silników dwupaliwowych w trybie zasilania paliwem ciekłym,
 - 2) $225 \text{ mg/m}^3_{\text{u}}$ - w przypadku silników opalanych paliwem ciekłym innym niż olej napędowy o nominalnej mocy cieplnej większej niż 5 MW i nie większej niż 20 MW.
- 8) Standard emisyjny tlenków azotu wynosi $380 \text{ mg/m}^3_{\text{u}}$ dla silników dwupaliwowych w trybie zasilania paliwem gazowym.
- 9) Standard emisyjny pyłu wynosi $50 \text{ mg/m}^3_{\text{u}}$, w przypadku spalania oleju napędowego.

STANDARDY EMISYJNE DLA ŹRÓDŁA NOWEGO, DLA ŹRÓDŁA ISTNIEJĄCEGO, DLA KTÓREGO PROWADZĄCY ŹRÓDŁO ZOBOWIĄZAŁ SIĘ W PISEMNEJ DEKLARACJI, ZŁOŻONEJ ORGANOWI WŁAŚCIWEMU DO WYDANIA POZWOLENIA DO DNIA 30 CZERWCA 2004 R., ŻE ŹRÓDŁO BĘDZIE UŻYTKOWANE NIE DŁUŻEJ NIŻ DO DNIA 31 GRUDNIA 2015 R., A CZAS JEGO UŻYTKOWANIA W OKRESIE OD DNIA 1 STYCZNIA 2008 R. DO DNIA 31 GRUDNIA 2015 R. NIE PRZEKROCZY 20000 GODZIN, EKSPLOATOWANEGO PO DNIOU 31 GRUDNIA 2015 R., A JEŻELI DEKLARACJA DOTYCZYŁA CZĘŚCI ŹRÓDŁA – TO DLA TEJ CZĘŚCI EKSPLOATOWANEJ PO DNIOU 31 GRUDNIA 2015 R. ORAZ DLA ŹRÓDŁA, O KTÓRYM MOWA W ART. 146A UST. 1 USTAWY Z DNIA 27 KWIEŃNIA 2001 R. – PRAWO OCHRONY ŚRODOWISKA, EKSPLOATOWANEGO PO DNIOU 31 GRUDNIA 2023 R. LUB PO WYKORZYSTANIU LIMITU CZASU UŻYTKOWANIA ODPOWIEDNIO 17 500 LUB 32 000 GODZIN, MIMO ZŁOŻENIA PRZEZ PROWADZĄCEGO TAKIE ŹRÓDŁO PISEMNEJ DEKLARACJI, O KTÓREJ MOWA W ART. 146A UST. 1 TEJ USTAWY

- I. Standardy emisyjne dwutlenku siarki ze spalania paliw stałych, ciekłych i gazowych
1. Standardy emisyjne dwutlenku siarki ze spalania paliw stałych i ciekłych, z wyłączeniem turbin gazowych i silników, określa tabela 1.

TABELA 1

Nominalna moc cieplna źródła w MW	Standardy emisyjne dwutlenku siarki w mg/m ³ _u			
	przy zawartości 6% tlenu w gazach odlotowych			przy zawartości 3% tlenu w gazach odlotowych
	biomasa	torf	pozostałe paliwa stałe	paliwa ciekłe
1	2	3	4	5
< 50	200 ¹⁾	400	400	350 ²⁾
≥ 50 i ≤ 100	200	300	400	350
> 100 i ≤ 300	200	300 250 – w przypadku spalania w złożu fluidalnym	200	200
> 300	150	150 200 – w przypadku spalania w złożu fluidalnym	150 200 – w przypadku spalania w cyrkulacyjnym lub ciśnieniowym złożu fluidalnym	150

2. Standardy emisyjne dwutlenku siarki ze spalania paliw ciekłych w turbinach gazowych i silnikach określa tabela 2.

TABELA 2.

Nominalna moc cieplna źródła w MW	Standardy emisyjne dwutlenku siarki w mg/m ³ _u , przy zawartości 15% tlenu w gazach odlotowych		
	do 31 grudnia 2024 r.	od 1 stycznia 2025 r. do 31 grudnia 2029	od 1 stycznia 2030 r.
1	2	3	4
≤ 5	-	-	120
> 5 i < 50	-	120	120
≥ 50	-	-	-

Uwaga:

Standardy emisyjne dwutlenku siarki stosuje się wyłącznie do turbin gazowych i silników opalanych paliwami ciekłymi innymi niż olej napędowy.

3. Standardy emisyjne dwutlenku siarki ze spalania paliw gazowych, z wyłączeniem turbin gazowych i silników, określa tabela 3.

TABELA 3.

Rodzaj gazu	Standardy emisyjne dwutlenku siarki w mg/m ³ _u , przy zawartości 3% tlenu w gazach odlotowych
1	2
gaz ciekły	5
niskokaloryczny gaz koksowniczy	400
niskokaloryczny gaz wielkopieczowy	200
pozostałe gazy	35

4. Standardy emisyjne dwutlenku siarki ze spalania paliw gazowych w turbinach gazowych określa tabela 4.

TABELA 4.

Rodzaj paliwa	Standardy emisyjne dwutlenku siarki w mg/m ³ _u , przy zawartości 15% tlenu w gazach odlotowych	
	źródła o nominalnej mocy cieplnej < 50 MW	źródła o nominalnej mocy cieplnej ≥ 50 MW
	3	4
paliwa gazowe ogółem	12	12
gaz skroplony	2	2
niskokaloryczny gaz koksowniczy	15	133
niskokaloryczny gaz wielkopieczowy	15	67

5. Standardy emisyjne dwutlenku siarki ze spalania paliw gazowych w silnikach określa tabela 5.

TABELA 5.

Nominalna moc cieplna źródła w MW	Standardy emisyjne dwutlenku siarki w mg/m ³ _u , przy zawartości 15% tlenu w gazach odlotowych		
	do 31 grudnia 2024 r.	od 1 stycznia 2025 r. do 31 grudnia 2029 r.	od 1 stycznia 2030 r.
1	2	3	4
≤ 5	-	-	15 ³⁾
> 5 i < 50	-	15 ³⁾	15 ³⁾
> 50	-	-	-

Uwaga:

Standardy emisyjne dwutlenku siarki stosuje się wyłącznie do silników opalanych paliwami gazowymi innymi niż gaz ziemny.

II. Standardy emisyjne tlenków azotu ze spalania paliw stałych, ciekłych i gazowych

1. Standardy emisyjne tlenków azotu ze spalania paliw stałych i ciekłych, z wyłączeniem turbin gazowych i silników, określa tabela 6.

TABELA 6.

Nominalna moc cieplna źródła w MW	Standardy emisyjne tlenków azotu w mg/m ³ _u		
	przy zawartości 6% tlenu w gazach odlotowych		przy zawartości 3% tlenu w gazach odlotowych
	biomasa i torf	pozostałe paliwa stałe	paliwa ciekłe
1	2	3	4
≤ 5	400	400	200 – przy spalaniu oleju napędowego 300 – przy spalaniu pozostałych paliw ciekłych
> 5 i < 50	300	300	200 – przy spalaniu oleju napędowego 300 – przy spalaniu pozostałych paliw ciekłych
≥ 50 i ≤ 100	250	300 400 – przy spalaniu pyłu węgla brunatnego	300
> 100 i ≤ 300	200	200	150
> 300	150	150 200 – przy spalaniu pyłu węgla brunatnego	100

2. Standardy emisyjne tlenków azotu i tlenku węgla ze spalania paliw gazowych, z wyłączeniem turbin gazowych i silników, określa tabela 7.

TABELA 7.

Nominalna moc cieplna źródła w MW	Standardy emisyjne tlenków azotu i tlenku węgla w mg/m ³ _u , przy zawartości 3% tlenu w gazach odlotowych	
	tlenki azotu	tlenek węgla
1	2	3
< 50	100 – przy spalaniu gazu ziemnego 200 – przy spalaniu pozostałych paliw gazowych	-
≥ 50	100	100

3. Standardy emisyjne tlenków azotu i tlenku węgla ze spalania paliw ciekłych i gazowych w turbinach gazowych (w tym turbinach gazowych o cyklu złożonym (CCGT)) i silnikach określa tabela 8.

TABELA 8.

Nominalna moc cieplna źródła w MW	Standardy emisyjne tlenków azotu i tlenku węgla w mg/m ³ _u , przy zawartości 15% tlenu w gazach odlotowych							
	turbiny gazowe (w tym CCGT)				silniki			
	paliwa ciekłe		paliwa gazowe		paliwa ciekłe		paliwa gazowe	
	tlenki azotu	tlenek węgla	tlenki azotu	tlenek węgla	tlenki azotu	tlenek węgla	tlenki azotu	tlenek węgla
1	2	3	4	5	6	7	8	
< 50	75 ⁴⁾	-	50 ⁴⁾ – przy spalaniu gazu ziemnego 75 ⁴⁾ – przy spalaniu pozostałych paliw gazowych	-	190 ^{5), 6)}	-	95 ^{5), 7)} – przy spalaniu gazu ziemnego 190 ⁵⁾ – przy spalaniu pozostałych paliw gazowych	-
≥ 50	50 ⁸⁾	100 ^{8), 9)}	50 ^{4), 9)}	100 ^{4), 9)}	75 ¹⁰⁾	100 ¹⁰⁾	-	-

III. Standardy emisyjne pyłu ze spalania paliw stałych, ciekłych i gazowych

1. Standardy emisyjne pyłu ze spalania paliw stałych i ciekłych, z wyłączeniem turbin gazowych i silników, określa tabela 9.

TABELA 9.

Nominalna moc cieplna źródła w MW	Standardy emisyjne pyłu w $\text{mg}/\text{m}^3_{\text{u}}$	
	przy zawartości 6% tlenu w gazach odlotowych	przy zawartości 3% tlenu w gazach odlotowych
	paliwa stałe	paliwa ciekłe
1	2	3
≤ 5	50	50
$> 5 \text{ i } \leq 20$	30	20
$> 5 \text{ i } < 50$	20	20
$\geq 50 \text{ i } \leq 300$	20	20
> 300	10 20 – przy spalaniu biomasy lub torfu	10

2. Standardy emisyjne pyłu ze spalania paliw gazowych, z wyłączeniem turbin gazowych i silników, określa tabela 10.

TABELA 10.

Rodzaj gazu	Standardy emisyjne pyłu w $\text{mg}/\text{m}^3_{\text{u}}$, przy 3% zawartości tlenu w gazach odlotowych
1	2
gaz wielkopiecowy	10
gazy wytwarzane przez przemysł stalowy, które mogą być zużytkowane w innym miejscu	30
pozostałe gazy	5

3. Standardy emisyjne pyłu ze spalania paliw ciekłych i gazowych w turbinach gazowych i silnikach określa tabela 11.

TABELA 11.

Nominalna moc cieplna źródła w MW	Standardy emisyjne tlenków azotu i tlenku węgla w $\text{mg}/\text{m}^3_{\text{u}}$, przy zawartości 15% tlenu w gazach odlotowych			
	turbiny gazowe		silniki	
	paliwa ciekłe	paliwa gazowe	paliwa ciekłe	paliwa gazowe
1	2	3	4	5
≤ 5	20	10 – przy spalaniu gazu wielkopiecowego 30 – przy spalaniu gazów wytwarzanych przez	20	-
$> 5 \text{ i } \leq 50$	10		10	-
$> 50 \text{ i } \leq 300$	20		-	-

> 300	10	przemysł stalowy, które mogą być spalane w innym miejscu 5 – przy spalaniu pozostałych paliw gazowych	-	-
-------	----	---	---	---

Uwagi do załącznika nr 5 do rozporządzenia:

1. W przypadku źródła spalania paliw o nominalnej mocy cieplnej większej niż 5 MW i nie większej niż 50 MW, którego czas użytkowania liczony jako średnia krocząca z trzech lat wynosi nie więcej niż 500 godzin w roku, od dnia 1 stycznia 2025 r. stosuje się standardy emisyjne obowiązujące w dniu 31 grudnia 2024 r.
2. W przypadku źródła spalania paliw o nominalnej mocy cieplnej nie większej niż 5 MW, którego czas użytkowania liczony jako średnia krocząca z trzech lat wynosi nie więcej niż 500 godzin w roku, od dnia 1 stycznia 2030 r. stosuje się standardy emisyjne obowiązujące dla tego źródła w dniu 31 grudnia 2029 r.
3. Standardów emisyjnych nie stosuje się do turbin gazowych i silników eksploatowanych awaryjnie, dla których czas użytkowania w roku wynosi mniej niż 500 godzin. Prowadzący takie źródła przedkłada co roku organowi właściwemu do wydania pozwolenia dane dotyczące czasu ich użytkowania w roku.

Objaśnienia do załącznika nr 5 do rozporządzenia:

- 1) Standard emisyjny dwutlenku siarki wynosi 400 mg/m^3_u dla źródeł opalanych wyłącznie biomasą drzewną rozumianą jako biomasa pozyskiwana z drzew i krzewów, w tym polana drewna, zrębki, drewno prasowane w formie peletów, drewno prasowane w formie brykietów i trociny. Jednak w przypadkach, w których biomasa drzewna jest spalana w źródłach wielopaliwowych na przemian lub jednocześnie z innymi, paliwami standard emisyjny dwutlenku siarki dla spalania biomasy drzewnej wynosi 200 mg/m^3_u .
- 2) Standard emisyjny dwutlenku siarki nie obejmuje źródeł opalanych olejem napędowym.
- 3) Standard emisyjny dwutlenku siarki wynosi 40 mg/m^3_u w przypadku silników opalanych biogazem.
- 4) W przypadku turbin gazowych standardy emisyjne tlenków azotu i tlenku węgla stosuje się wyłącznie przy obciążeniu turbiny większym niż 70%.
- 5) Standard emisyjny tlenków azotu nie ma zastosowania do silników, których czas użytkowania w roku wynosi od 500 do 1 500 godzin i w których zastosowano pierwotne metody ograniczania emisji tlenków azotu gwarantujące dotrzymanie następujących wielkości emisji:
 - 1) 1850 mg/m^3_n - w przypadku silników dwupaliwowych pracujących w trybie zasilania paliwem ciekłym oraz silników Diesla o całkowitej nominalnej mocy cieplnej większej niż 20 MW,
 - 2) 380 mg/m^3_n - w przypadku silników pracujących w trybie zasilania paliwem gazowym;
 - 3) 1300 mg/m^3_n - w przypadku silników Diesla o prędkości obrotowej $\leq 1200 \text{ obr./min}$ i całkowitej nominalnej mocy cieplnej nie większej niż 20 MW,
 - 4) 750 mg/m^3_n - w przypadku silników Diesla o prędkości obrotowej $> 1200 \text{ obr./min}$.
- 6) Standard emisyjny tlenków azotu wynosi 225 mg/m^3_n w przypadku:
 - 1) silników dwupaliwowych pracujących w trybie zasilania paliwem ciekłym,
 - 2) silników Diesla opalanych paliwami ciekłymi innymi niż olej napędowy o całkowitej nominalnej mocy cieplnej nie większej niż 20 MW i prędkości obrotowej $\leq 1200 \text{ obr./min}$.
- 7) Standard emisyjny tlenków azotu wynosi 190 mg/m^3_n w przypadku silników dwupaliwowych pracujących w trybie zasilania paliwem gazowym.
- 8) Standard emisyjny ma zastosowanie wyłącznie do turbiny gazowej opalanej paliwami ciekłymi będącymi lekkimi i średnimi destylatami ropy naftowej.
- 9) Standardy emisyjne dla turbin gazowych pracujących w pojedynczym cyklu, których sprawność, określona przy obciążeniu nominalnym oraz ciśnieniu atmosferycznym 101,3 kPa, temperaturze 288 K i wilgotności względnej powietrza 60%, jest większa niż 35%, oblicza się według wzoru:

$$50 \times \eta / 35$$

gdzie η oznacza wyrażoną w procentach sprawność turbiny gazowej.

¹⁰⁾ Standard emisyjny ma zastosowanie wyłącznie do silników gazowych.

STANDARDY EMISYJNE DLA INSTALACJI I URZĄDZEŃ SPALANIA ODPADÓW, DLA INSTALACJI I URZĄDZEŃ WSPÓLSPALANIA ODPADÓW, W PRZYPADKU GDY MOC CIEPLNA ZE SPALANIA ODPADÓW NIEBEZPIECZNYCH PRZEKRACZA 40% NOMINALNEJ MOCY CIEPLNEJ INSTALACJI ALBO URZĄDZENIA, DLA INSTALACJI I URZĄDZEŃ WSPÓLSPALANIA ODPADÓW, W PRZYPADKU GDY WSPÓLSPALANIE ODPADÓW ODBYWA SIĘ W TAKI SPOSÓB, ŻE GŁÓWNYM CELEM INSTALACJI ALBO URZĄDZENIA NIE JEST WYTWARZANIE ENERGII LUB INNYCH PRODUKTÓW, ALE TERMICZNE PRZEKSZTAŁCANIE ODPADÓW ORAZ DLA INSTALACJI I URZĄDZEŃ WSPÓLSPALANIA ODPADÓW, W PRZYPADKU WSPÓLSPALANIA NIEPODDANYCH PRZERÓBCE ZMIESZANYCH ODPADÓW KOMUNALNYCH, Z WYJĄTKIEM ODPADÓW INNYCH NIŻ NIEBEZPIECZNE OKREŚLONYCH W PRZEPISACH O KLASYFIKACJI ODPADÓW JAKO ODPADY O KODACH 20 01 I 20 02¹⁾

1. Standardy emisyjne dla instalacji i urządzeń spalania odpadów, dla instalacji i urządzeń współspalania odpadów, w przypadku gdy moc cieplna ze spalania odpadów niebezpiecznych przekracza 40% nominalnej mocy cieplnej instalacji albo urządzenia, dla instalacji i urządzeń współspalania odpadów, w przypadku gdy współspalanie odpadów odbywa się w taki sposób, że głównym celem instalacji albo urządzenia nie jest wytwarzanie energii lub innych produktów, ale termiczne przekształcanie odpadów oraz dla instalacji i urządzeń współspalania odpadów, w przypadku współspalania niepoddanych przeróbce zmieszanych odpadów komunalnych, z wyjątkiem odpadów innych niż niebezpieczne określonych w przepisach o klasyfikacji odpadów jako odpady o kodach 20 01 i 20 02, określa poniższa tabela.

Lp.	Nazwa substancji	Standardy emisyjne w mg/m ³ _u (dla dioksyn i furanów w ng/m ³ _u), przy zawartości 11% tlenu w gazach odlotowych ^{2), 3), 4)}		
		średnie dobowe	średnie trzydziestominutowe	
			A	B
1	2	3	4	5
1	pył	10	30	10
2	substancje organiczne w postaci gazów i par wyrażone jako całkowity węgiel organiczny	10	20	10
3	chlorowodór	10	60	10
4	fluorowodór	1	4	2
5	dwutlenek siarki	50	200	50
6	tlenek węgla ⁵⁾	50	100 ⁵⁾	150 ⁶⁾

7	tlenki azotu dla istniejących instalacji i urządzeń ^{7), 8)} o zdolności przetwarzania ⁹⁾ większej niż 6 Mg odpadów spalanych w ciągu godziny lub dla nowych instalacji i urządzeń ^{10), 11)}	200	400	200
	tlenki azotu dla istniejących instalacji i urządzeń ^{7), 8)} o zdolności przetwarzania ⁹⁾ do 6 Mg odpadów spalanych w ciągu godziny	400	-	-
8	metale ciężkie i ich związki wyrażone jako metal	średnie z próby o czasie trwania od 30 minut do 8 godzin		
	kadm + tal	0,05		
	rtęć	0,05		
	antymon + arsen + ołów + chrom + kobalt + miedź + mangan + nikiel + wanad	0,5		
9	dioksyny i furany	średnia z próby o czasie trwania od 6 do 8 godzin 0,1 ¹²⁾		

2. Wyróżnia się następujące współczynniki równoważności toksycznej dla dioksyn i furanów, określonych w Lp. 9:

2,3,7,8 – Czterochlorodwubenzodioksyna (TCDD)	1
1,2,3,7,8 – Pięciochlorodwubenzodioksyna (PeCDD)	0,5
1,2,3,4,7,8 – Sześciochlorodwubenzodioksyna (HxCDD)	0,1
1,2,3,7,8,9 – Sześciochlorodwubenzodioksyna (HxCDD)	0,1
1,2,3,6,7,8 – Sześciochlorodwubenzodioksyna (HxCDD)	0,1
1,2,3,4,6,7,8 – Siedmiochlorodwubenzodioksyna (HpCDD)	0,01
Ośmiochlorodwubenzodioksyna (OCDD)	0,001
2,3,7,8 – Czterochlorodwubenzofuran (TCDF)	0,1
2,3,4,7,8 – Pięciochlorodwubenzofuran (PeCDF)	0,5
1,2,3,7,8 – Pięciochlorodwubenzofuran (PeCDF)	0,05
1,2,3,4,7,8 – Sześciochlorodwubenzofuran (HxCDF)	0,1
1,2,3,7,8,9 – Sześciochlorodwubenzofuran (HxCDF)	0,1
1,2,3,6,7,8 – Sześciochlorodwubenzofuran (HxCDF)	0,1
2,3,4,6,7,8 – Sześciochlorodwubenzofuran (HxCDF)	0,1
1,2,3,4,6,7,8 – Siedmiochlorodwubenzofuran (HpCDF)	0,01
1,2,3,4,7,8,9 – Siedmiochlorodwubenzofuran (HpCDF)	0,01
Ośmiochlorodwubenzofuran (OCDF)	0,001

Objaśnienia do załącznika nr 6 do rozporządzenia:

1) Przez:

- 1) instalację spalania odpadów rozumie się instalację wykorzystywaną do termicznego przekształcania odpadów lub produktów ich wstępnego przetwarzania, z odzyskiem lub bez odzysku wytwarzanej energii cieplnej; obejmuje to spalanie przez utlenianie, jak również inne procesy przekształcania termicznego, w tym pirolizę, zgazowanie i proces plazmowy, o ile substancje powstające z przekształcania są następnie spalane;

- 2) instalację współspalania odpadów rozumie się instalację, której głównym celem jest wytwarzanie energii lub innych produktów, w której wraz z innymi paliwami są spalane odpady w celu odzyskania zawartej w nich energii lub w celu ich unieszkodliwienia; obejmuje to spalanie przez utlenianie odpadów i innych paliw, jak również inne procesy przekształcania termicznego odpadów, w tym pirolizę, zgazowanie i proces plazmowy, o ile substancje powstające podczas przekształcania są następnie współspalane z innymi paliwami;
 - 3) urządzenie spalania odpadów rozumie się urządzenie, w rozumieniu art. 3 pkt 42 ustawy z dnia 27 kwietnia 2001 r. – Prawo ochrony środowiska (Dz. U. z 2017, poz. 519, z późn. zm.), wykorzystywane do termicznego przekształcania odpadów lub produktów ich wstępnego przetwarzania, z odzyskiem lub bez odzysku wytwarzanej energii cieplnej; obejmuje to spalanie przez utlenianie, jak również inne procesy przekształcania termicznego, w tym pirolizę, zgazowanie i proces plazmowy, o ile substancje powstające z przekształcania są następnie spalane;
 - 4) urządzenie współspalania odpadów rozumie się urządzenie, w rozumieniu art. 3 pkt 42 ustawy z dnia 27 kwietnia 2001 r. – Prawo ochrony środowiska, którego głównym celem jest wytwarzanie energii lub innych produktów, w którym wraz z innymi paliwami są spalane odpady w celu odzyskania zawartej w nich energii lub w celu ich unieszkodliwienia; obejmuje to spalanie przez utlenianie odpadów i innych paliw, jak również inne procesy przekształcania termicznego odpadów, w tym pirolizę, zgazowanie i proces plazmowy, o ile substancje powstające podczas przekształcania są następnie współspalane z innymi paliwami.
- 2) W przypadku gdy odpady są spalane w powietrzu wzbogacanym w tlen, zawartość tlenu w gazach odlotowych może być wyższa. Zawartość ta powinna być określona w pozwoleniu na wprowadzanie gazów lub pyłów do powietrza albo w pozwoleniu zintegrowanym, przy uwzględnieniu szczególnych warunków prowadzenia procesu spalania odpadów.
 - 3) W przypadku instalacji spalania odpadów niebezpiecznych, z której gazy odlotowe są wprowadzane do powietrza za pośrednictwem urządzeń ochronnych ograniczających emisję, normalizacja w odniesieniu do zawartości tlenu jest wykonywana tylko wtedy, gdy wynik pomiaru zawartości tlenu prowadzonego w czasie pomiaru wielkości emisji przekracza standardową zawartość tlenu.
 - 4) Przy spalaniu olejów odpadowych standardy emisyjne są określone przy zawartości 3% tlenu w gazach odlotowych.
 - 5) Standard emisyjny tlenku węgla z instalacji spalania odpadów, w których zastosowano technologię złoża fluidalnego, wynosi 100 mg/m³ jako wartość średnia jednogodzinna.
 - 6) Wartość średnia dziesięciominutowa.
 - 7) Istniejąca instalacja jest to instalacja:
 - 1) użytkowana przed dniem 28 grudnia 2002 r., dla której pozwolenie na użytkowanie, a gdy takie pozwolenie nie było wymagane – pozwolenie na budowę, wydano przed tym dniem lub
 - 2) dla której pozwolenie na użytkowanie, a gdy takie pozwolenie nie było wymagane – pozwolenie na budowę, wydano przed dniem 28 grudnia 2002 r., jeżeli instalacja została oddana do użytkowania nie później niż w dniu 28 grudnia 2003 r., lub
 - 3) dla której wnioski o wydanie pozwolenia na użytkowanie, a gdy takie pozwolenie nie było wymagane – zawiadomienie o zamiarze przystąpienia do użytkowania, zostało złożone przed dniem 28 grudnia 2002 r., jeżeli instalacja została oddana do użytkowania nie później niż w dniu 28 grudnia 2004 r..
 - 8) Istniejące urządzenie jest to urządzenie, które zostało wyprodukowane przed dniem 28 grudnia 2002 r.
 - 9) Zdolność przetwarzania instalacji lub urządzenia spalania odpadów jest to wyrażona w tonach ilość odpadów, która może być spalona w ciągu godziny (podana przez projektanta i potwierdzona przez prowadzącą instalację lub użytkownika urządzenia). Jeżeli w zakładzie eksploatowanych jest kilka instalacji lub urządzeń spalania odpadów, uwzględnia się łączną zdolność przerobową tych instalacji lub urządzeń (odpowiednio – instalacji lub urządzeń nowych, istniejących albo wszystkich).
 - 10) Nowa instalacja jest to instalacja inna niż instalacja istniejąca.
 - 11) Nowe urządzenie jest to urządzenie inne niż urządzenie istniejące.

- 12) Jako suma iloczynów stężeń dioksyn i furanów w gazach odlotowych oraz ich współczynników równoważności toksycznej.

**STANDARDY EMISYJNE DLA INSTALACJI I URZĄDZEŃ WSPÓLSPALANIA
ODPADÓW¹⁾**

- I. Standardy emisyjne dla instalacji i urządzeń współspalania odpadów dla substancji zawartych w gazach odlotowych, dla których w tabelach niniejszego załącznika do rozporządzenia standardy emisyjne nie zostały określone, oblicza się według wzoru:

$$\frac{V_{odp} \times C_{odp} + V_{proc} \times C_{proc}}{V_{odp} + V_{proc}} = C$$

gdzie:

C – oznacza standardy emisyjne z instalacji i urządzeń współspalania odpadów dla substancji zawartych w gazach odlotowych, dla których w tabelach niniejszego załącznika do rozporządzenia standardy emisyjne nie zostały określone,

V_{odp} – oznacza objętość gazów odlotowych powstających ze spalania odpadów o najniższej wartości opałowej, określoną dla umownych warunków gazów odlotowych przy zawartości 11% tlenu (dla spalania olejów odpadowych – 3% tlenu w gazach odlotowych); jeżeli moc cieplna ze spalania odpadów niebezpiecznych wynosi poniżej 10% nominalnej mocy cieplnej instalacji, V_{odp} należy wyznaczyć z ilości odpadów, której spalanie odpowiadałoby 10 % nominalnej mocy cieplnej instalacji,

C_{odp} – oznacza standardy emisyjne z instalacji i urządzeń spalania odpadów, określone w załączniku nr 6 do rozporządzenia w tabeli w kolumnie trzeciej jako średnie dobowe; w przypadku źródeł spalania paliw opalanych lokalnym paliwem stałym, w których są współspalane odpady i dla których z uwagi na jakość paliwa nie mogą być dotrzymywane wielkości C_{proc} dla dwutlenku siarki określone w pkt III, zamiast tych wielkości mogą być stosowane minimalne stopnie odsiarczania określone w § 11 ust. 9 rozporządzenia; w takim przypadku wielkość C_{odp} jest równa 0 mg/Nm³;

V_{proc} – oznacza objętość gazów odlotowych powstających w czasie prowadzenia procesu obejmującego spalanie paliw (bez spalania odpadów), wyznaczoną dla zawartości tlenu, dla której, zgodnie z przepisami rozporządzenia, należy standaryzować emisje, a w przypadku nieokreślenia w rozporządzeniu takich zawartości tlenu dla instalacji – objętość gazów odlotowych wyznaczoną dla rzeczywistej zawartości tlenu w gazach odlotowych, nierozrzedzonych dodatkiem niepotrzebnego powietrza,

C_{proc} – oznacza standardy emisyjne określone dla niektórych rodzajów instalacji wskazanych w tabelach 2–7 niniejszego załącznika do rozporządzenia lub, w przypadku nieokreślenia w tym załączniku takich standardów emisyjnych dla instalacji lub substancji – rzeczywiste wartości stężeń substancji w gazach odlotowych występujące w czasie prowadzenia procesu obejmującego spalanie paliw (bez spalania odpadów), pod warunkiem że taka wielkość emisji substancji nie spowoduje przekroczenia dopuszczalnego poziomu substancji w powietrzu lub wartości odniesienia.

Powyższy wzór jest stosowany także do obliczeń standardowej zawartości tlenu w gazach odlotowych powstających w procesie współspalania odpadów.

II. Piece do produkcji klinkieru cementowego, w których są współspalane odpady

Standardy emisyjne C dla pieców do produkcji klinkieru cementowego, w których są współspalane odpady określa tabela 1.

TABELA 1.

Lp.	Nazwa substancji	Standardy emisyjne w mg/m ³ _u (dla dioksyn i furanów w ng/ m ³ _u), przy zawartości 10% tlenu w gazach odlotowych ^{2), 3)}
1	2	3
1	pył	30
2	chlorowodór	10
3	fluorowodór	1
4	tlenki azotu	500
5	dwutlenek siarki	50 ⁴⁾
6	substancje organiczne w postaci gazów i par wyrażone jako całkowity węgiel organiczny	10 ⁵⁾
7	tlenek węgla	2000
8	kadm + tal	0,05
9	rteć	0,05
10	antymon + arsen + ołów + chrom + kobalt + miedź + mangan + nikiel + wanad	0,5
11	dioksyny i furany	0,1 ⁶⁾

Uwagi do załącznika nr 7 do rozporządzenia:

1. W przypadku prowadzenia ciągłych pomiarów wielkości emisji substancji standardy emisyjne są określone jako średnie dobowe wartości stężeń substancji w gazach odlotowych. Średnie dobowe wartości stężeń są obliczane na podstawie średnich trzydziestominutowych wartości stężeń substancji w gazach odlotowych.
2. Wartości standardów emisyjnych substancji wymienionych w tabeli 1 w lp. 8–10 dotyczą minimum trzydziestominutowego i maksimum ośmiogodzinnego okresu pobierania próbek, a w lp. 11 – minimum sześciogodzinnego i maksimum ośmiogodzinnego okresu pobierania próbek.

III. Źródła spalania paliw, w których są współspalane odpady

A. Standardy emisyjne Cproc dla źródeł spalania paliw, w których są współspalane odpady, dla których pierwsze pozwolenie na budowę zostało wydane przed dniem 7 stycznia 2013 r. lub wnioski o wydanie takiego pozwolenia zostały złożone przed tym dniem, i które zostały oddane do użytkowania nie później niż w dniu 7 stycznia 2014 r., z wyłączeniem turbin gazowych i silników gazowych.

1. W przypadku ciągłych pomiarów wielkości emisji substancji standardy emisyjne są określone jako średnie dobowe wartości stężeń substancji w gazach odlotowych. Średnie dobowe wartości stężeń są obliczane na podstawie średnich trzydziestominutowych wartości stężeń substancji w gazach odlotowych.
2. W celu ustalenia nominalnej mocy cieplnej źródła spalania paliw stosuje się pierwszą i drugą zasadę łączenia, o których mowa w art. 157a ust. 2 ustawy z dnia 27 kwietnia 2001 r. – Prawo ochrony środowiska (Dz. U. z 2017 r. poz. 519, z późn. zm.).
3. Wartości Cproc dla paliw stałych, z wyłączeniem biomasy, wyrażone w $\text{mg}/\text{m}^3_{\text{v}}$, przy zawartości 6% tlenu w gazach odlotowych określa tabela 2.

TABELA 2.

Lp.	Nazwa substancji	Nominalna moc cieplna źródła w MW			
		< 50	≥ 50 i ≤ 100	> 100 i ≤ 300	> 300
1	2	3	4	5	6
1	dwutlenek siarki	standardy emisyjne dwutlenku siarki ⁷⁾	400 300 – przy spalaniu torfu	200	200
2	tlenki azotu	standardy emisyjne tlenków azotu ⁷⁾	300 400 – przy spalaniu pyłu węgla brunatnego	200	200
3	pył	50	30	25 20 – przy spalaniu torfu	20

4. Wartości Cproc dla biomasy wyrażone w $\text{mg}/\text{m}^3_{\text{v}}$, przy zawartości 6% tlenu w gazach odlotowych określa tabela 3.

TABELA 3.

Lp.	Nazwa substancji	Nominalna moc cieplna źródła w MW			
		< 50	≥ 50 i ≤ 100	> 100 i ≤ 300	> 300
1	2	3	4	5	6
1	dwutlenek siarki	standardy emisyjne dwutlenku siarki ⁷⁾	200	200	200

2	tlenki azotu	standardy emisyjne tlenków azotu ⁷⁾	300	250	200
3	pył	50	30	20	20

5. Wartości C_{proc} dla paliw ciekłych wyrażone w mg/m³_u, przy zawartości 3% tlenu w gazach odlotowych, określa tabela 4.

TABELA 4.

Lp.	Nazwa substancji	Nominalna moc cieplna źródła w MW			
		< 50	≥ 50 i ≤ 100	> 100 i ≤ 300	>300
1	2	3	4	5	6
1	dwutlenek siarki	standardy emisyjne dwutlenku siarki ⁷⁾	350	250	200
2	tlenki azotu	standardy emisyjne tlenków azotu ⁷⁾	400	200	150
3	pył	50	30	25	20

- B. Standardy emisyjne C_{proc} dla źródeł spalania paliw, w których są współspalane odpady, dla których pierwsze pozwolenie na budowę wydano po dniu 6 stycznia 2013 r. lub źródeł, które zostały oddane do użytkowania po dniu 7 stycznia 2014 r., z wyłączeniem turbin gazowych i silników gazowych.
1. W przypadku prowadzenia ciągłych pomiarów wielkości emisji substancji standardy emisyjne są określone jako średnie dobowe wartości stężeń substancji w gazach odlotowych. Średnie dobowe wartości stężeń są obliczane na podstawie średnich trzydziestominutowych wartości stężeń substancji w gazach odlotowych.
 2. W celu ustalenia nominalnej mocy cieplnej źródła spalania paliw stosuje się pierwszą, drugą i trzecią zasadę łączenia, o których mowa w art. 157a ust. 2 ustawy z dnia 27 kwietnia 2001 r. – Prawo ochrony środowiska.
 3. Wartości C_{proc} dla paliw stałych, z wyłączeniem biomasy, wyrażone w mg/m³_u, przy zawartości 6% tlenu w gazach odlotowych określa tabela 5.

TABELA 5.

Lp.	Nazwa substancji	Nominalna moc cieplna źródła w MW			
		< 50	≥ 50 i ≤ 100	> 100 i ≤ 300	> 300
1	2	3	4	5	6
1	dwutlenek siarki	standardy emisyjne dwutlenku siarki ⁷⁾	400 300 – przy spalaniu torfu	200 300 – przy spalaniu torfu, z wyjątkiem spalania w złożu fluidalnym 250 – przy spalaniu torfu w złożu fluidalnym	150 200 – przy spalaniu w cyrkulacyjnym lub ciśnieniowym złożu fluidalnym, a w przypadku torfu dla każdego spalania w złożu fluidalnym
2	tlenki azotu	standardy emisyjne tlenków azotu ⁷⁾	300 250 – przy spalaniu torfu	200	150 200 – przy spalaniu pyłu węgla brunatnego
3	pył	50	20	20	10 20 – przy spalaniu torfu

3. Wartości C_{proc} dla biomasy wyrażone w mg/m³_u, przy zawartości 6% tlenu w gazach odlotowych określa tabela 6.

TABELA 6.

Lp.	Nazwa substancji	Nominalna moc cieplna źródła w MW			
		< 50	≥ 50 i ≤ 100	> 100 i ≤ 300	> 300
1	2	3	4	5	6
1	dwutlenek siarki	standardy emisyjne dwutlenku siarki ⁷⁾	200	200	150
2	tlenki azotu	standardy emisyjne tlenków azotu ⁷⁾	250	200	150
3	pył	50	20	20	20

4. Wartości C_{proc} dla paliw ciekłych wyrażone w mg/m³_u, przy zawartości 3% tlenu w gazach odlotowych określa tabela 7.

TABELA 7.

Lp.	Nazwa substancji	Nominalna moc cieplna źródła w MW			
		< 50	≥ 50 i ≤ 100	> 100 i ≤ 300	> 300
1	2	3	4	5	6
1	dwutlenek siarki	standardy emisyjne dwutlenku siarki ⁷⁾	350	200	150
2	tlenki azotu	standardy emisyjne tlenków azotu ⁷⁾	300	150	100
3	pył	50	20	20	10

C. Standardy emisyjne C

Standardy emisyjne C metali ciężkich, dioksyn i furanów dla źródeł spalania paliw, w których są współspalane odpady, określa tabela 8.

TABELA 8.

Lp.	Nazwa substancji	Standardy emisyjne C w mg/m ³ _u (dla dioksyn i furanów w ng/m ³ _u), przy zawartości 6% tlenu w gazach odlotowych dla paliw stałych i 3% dla paliw ciekłych
1	2	3
1	kadm + tal	0,05
2	rtęć	0,05
3	antymon + arsen + ołów + chrom + kobalt + miedź + mangan + nikiel + wanad	0,5
4	dioksyny i furany	0,1 ⁶⁾

Uwagi:

1. Wartości standardów emisyjnych substancji wymienionych w tabeli 8 w lp. 1-3 dotyczą minimum trzydziestominutowego i maksimum ośmiogodzinnego okresu pobierania próbek, a w lp. 4 - minimum sześciogodzinnego i maksimum ośmiogodzinnego okresu pobierania próbek.
2. Wartości standardów emisyjnych substancji innych niż wymienione w tabeli 8 określa się zgodnie z pkt I.

IV. Instalacje inne niż wymienione w pkt II i III, w których są współspalane odpady

Standardy emisyjne C dla instalacji innych niż wymienione w pkt II i III, w których są współspalane odpady, określa tabela 9.

TABELA 9.

Lp.	Nazwa substancji	Standardy emisyjne C w mg/m ³ _u (dla dioksyn i furanów w ng/m ³ _u)
1	2	3
1	kadm + tal	0,05
2	rtęć	0,05
3	dioksyny i furany	0,1 ⁶⁾

Uwagi:

1. Wartości standardów emisyjnych substancji wymienionych w tabeli 9 w lp. 1 i 2 dotyczą minimum trzydziestominutowego i maksimum ośmiogodzinnego okresu pobierania próbek, a w lp. 3 – minimum sześciogodzinnego i maksimum ośmiogodzinnego okresu pobierania próbek.
2. Wartości standardów emisyjnych substancji innych niż wymienione w tabeli 9 określa się zgodnie z pkt I.

Objaśnienia do załącznika nr 7 do rozporządzenia:

- 1) Przez:
 - 1) instalację współspalania odpadów rozumie się instalację, której głównym celem jest wytwarzanie energii lub innych produktów, w której wraz z innymi paliwami są spalane odpady w celu odzyskania zawartej w nich energii lub w celu ich unieszkodliwienia; obejmuje to spalanie przez utlenianie odpadów i innych paliw, jak również inne procesy przekształcania termicznego odpadów, w tym pirolizę, zgazowanie i proces plazmowy, o ile substancje powstające podczas przekształcania są następnie współspalane z innymi paliwami;
 - 2) urządzenie współspalania odpadów rozumie się urządzenie, w rozumieniu art. 3 pkt 42 ustawy z dnia 27 kwietnia 2001 r. – Prawo ochrony środowiska, którego głównym celem jest wytwarzanie energii lub innych produktów, w którym wraz z innymi paliwami są spalane odpady w celu odzyskania zawartej w nich energii lub w celu ich unieszkodliwienia; obejmuje to spalanie przez utlenianie odpadów i innych paliw, jak również inne procesy przekształcania termicznego odpadów, w tym pirolizę, zgazowanie i proces plazmowy, o ile substancje powstające podczas przekształcania są następnie współspalane z innymi paliwami.
- 2) W przypadku gdy odpady są współspalane w powietrzu wzbogacanym w tlen, zawartość tlenu w gazach odlotowych może być wyższa; zawartość ta powinna być określona w pozwoleniu na wprowadzanie gazów lub pyłów do powietrza albo w pozwoleniu zintegrowanym, przy uwzględnieniu szczególnych warunków prowadzenia procesu spalania odpadów.
- 3) W przypadku instalacji współspalania odpadów niebezpiecznych, z której gazy odlotowe są wprowadzane do powietrza za pośrednictwem urządzeń ochronnych ograniczających emisję, standardową zawartość tlenu w gazach odlotowych uwzględnia się tylko wtedy, gdy pomiar zawartości tlenu wykonywany w czasie pomiaru wielkości emisji wykazuje przekroczenie standardowej zawartości tlenu.
- 4) Standardu emisyjnego dwutlenku siarki można nie stosować w przypadkach, gdy substancja ta nie powstaje w wyniku spalania odpadów albo gdy ilość tej substancji powstająca w wyniku spalania odpadów jest nie większa od ilości, jaka powstałaby, gdyby odpady nie były spalane.
- 5) Standardu emisyjnego substancji organicznych w postaci gazów i par wyrażonych jako całkowity węgiel organiczny można nie stosować w przypadkach, gdy substancje te nie powstają w wyniku spalania odpadów.

- 6) Jako suma iloczynów stężeń dioksyn i furanów w gazach odlotowych oraz ich współczynników równoważności toksycznej, wymienionych w załączniku nr 6 do rozporządzenia.
- 7) Standardy emisyjne określone zgodnie z przepisami rozdziału 2 rozporządzenia. Dla źródeł spalania paliw o mocy mniejszej niż 1,0 MW, dla których standardy emisyjne nie zostały określone w rozporządzeniu, jako wartość C_{proc} należy przyjąć odpowiedni standard emisyjny określony dla źródeł o mocy 1,0 MW.

**PROCESY PROWADZONE W INSTALACJACH, W KTÓRYCH SĄ UŻYWANE
ROZPUSZCZALNIKI ORGANICZNE, DLA KTÓRYCH OKREŚLA SIĘ STANDARDY
EMISYJNE**

Proces prowadzony w instalacji, w której są używane rozpuszczalniki organiczne, zwany dalej „procesem”, obejmuje czyszczenie wyposażenia, ale nie obejmuje czyszczenia produktów, chyba że z niniejszego załącznika do rozporządzenia wynika inaczej.

1. Nakładanie spoiwa – proces, w którym spoiwo jest nakładane na powierzchnię, z wyjątkiem pokrywania spoiwem i laminowania związanego z działalnością drukarską oraz produkcją laminatów z drewna i tworzyw sztucznych. Spoiwo oznacza każdą mieszaninę, łącznie ze wszystkimi rozpuszczalnikami organicznymi lub mieszaninami zawierającymi rozpuszczalniki organiczne potrzebnymi do jego właściwego zastosowania, którą nakłada się w celu spojenia odrębnych części produktu.
2. Powlekanie – proces, w którym następuje jednorazowe lub wielokrotne nałożenie powłoki na:
 - 1) następujące nowe pojazdy:
 - a) samochody osobowe kategorii $M_1^{1)}$, przeznaczone do przewozu pasażerów, posiadające nie więcej niż osiem miejsc do siedzenia, poza miejscem dla kierowcy, a także samochody kategorii $N_1^{1)}$ przeznaczone do przewozu towarów, posiadające maksymalną masę nieprzekraczającą 3,5 Mg, w takim stopniu, w jakim są pokrywane w tej samej instalacji co wskazane wyżej samochody osobowe kategorii $M_1^{1)}$,
 - b) samochody dostawcze i samochody ciężarowe kategorii N_1, N_2 i $N_3^{1)}$, z wyłączeniem kabin samochodów ciężarowych,
 - c) autobusy kategorii N_2 i $N_3^{1)}$ przeznaczone do przewozu pasażerów, które posiadają więcej niż osiem miejsc do siedzenia, poza miejscem dla kierowcy,
 - d) przyczepy kategorii O_1, O_2, O_3 i $O_4^{1)}$,
 - 2) kabiny nowych samochodów ciężarowych kategorii N_2 i $N_3^{1)}$, przeznaczone na pomieszczenie kierowcy oraz na wszelkie inne zintegrowane pomieszczenia na sprzęt techniczny w pojazdach wykorzystywanych do przewozu towarów i posiadających maksymalną masę przekraczającą 3,5 Mg,
 - 3) powierzchnie metalowe i z tworzyw sztucznych, w szczególności powierzchnie samolotów, statków, pociągów, ciągników lub maszyn rolniczych, przyczep do ciągników rolniczych,
 - 4) powierzchnie drewniane i drewnopochodne,
 - 5) tkaniny, włókna oraz powierzchnie folii i papieru,
 - 6) skórę.

Przez pojazdy, o których mowa w ust. 2 pkt 1, należy rozumieć pojazdy o napędzie silnikowym, które poruszają się dzięki własnemu napędowi, posiadające co najmniej cztery koła, osiągające maksymalną prędkość przekraczającą 25 km/h, jak również ich przyczepy (pojazdy na kołach bez własnego napędu, ale z możliwością ciągnięcia przez pojazd silnikowy), z wyłączeniem pojazdów przemieszczających się po szynach, a także ciągników i maszyn rolniczych.

Powłoka oznacza każdą mieszaninę, wraz ze wszystkimi rozpuszczalnikami organicznymi lub mieszaninami zawierającymi rozpuszczalniki organiczne niezbędnymi do jej właściwego

zastosowania, którą nakłada się na powierzchnię w celu nadania jej efektu dekoracyjnego, ochronnego lub innego efektu funkcjonalnego.

Powlekanie nie obejmuje operacji powlekania podłoża metalami przy zastosowaniu technik natrysku elektroforetycznego i chemicznego.

Jeżeli powlekanie obejmuje operację, w toku której dowolną techniką nadrukowuje się ten sam artykuł, to taką operację nadruku traktuje się jako część powlekania. Proces powlekania nie obejmuje działalności drukarskiej będącej procesem odrębnym, ale działalność ta może być włączona do powlekania wówczas, jeżeli podlega ona zakresowi rozporządzenia.

3. Powlekanie zwijanych metali walcowanych – proces, w którym produkty walcowane w zwojach: stal, stal nierdzewną, stal powlekaną, stopy miedzi lub taśmę aluminiową, powleka się w sposób ciągły powłoką foliową lub laminowaną.
4. Czyszczenie na sucho – proces przemysłowy lub komercyjny, prowadzony z zastosowaniem lotnych związków organicznych (LZO) w instalacji do czyszczenia odzieży, mebli i podobnych towarów konsumenckich, z wyjątkiem ręcznego usuwania brudu i plam w przemyśle tekstylnym i odzieżowym.
5. Produkcja obuwia – proces produkcyjny, w którym wytwarza się kompletne obuwie lub jego części.
6. Produkcja mieszanin powlekających, lakierów, farb drukarskich lub spoiw – proces, w którym następuje wytwarzanie wskazanych wyżej produktów końcowych, a także produktów pośrednich, jeżeli są wytwarzane w tym samym zakładzie, drogą mieszania pigmentów, żywic i materiałów adhezyjnych z rozpuszczalnikiem organicznym lub z innym nośnikiem, w tym dyspersja i dyspersja wstępna, regulacja lepkości i odcienia barwy oraz operacje napełniania pojemników produktem końcowym. Lakier oznacza powłokę przezroczystą. Farba drukarska oznacza mieszaninę, wraz ze wszystkimi rozpuszczalnikami organicznymi lub mieszaninami zawierającymi rozpuszczalniki organiczne, niezbędnymi do jej właściwego zastosowania, którą stosuje się w działalności drukarskiej do nadruku tekstu lub obrazów na powierzchni.
7. Wytwarzanie produktów farmaceutycznych – wytwarzanie produktów końcowych, a także produktów pośrednich, jeżeli są wytwarzane w tym samym zakładzie, w procesach syntezy chemicznej, fermentacji, ekstrakcji, formowania i proces wykańczania produktów farmaceutycznych.
8. Drukarstwo – proces polegający na reprodukowaniu tekstu lub obrazów, w którym przenosi się farbę drukarską na powierzchnie dowolnego rodzaju, z zastosowaniem nośnika obrazu. Proces ten obejmuje również związane z tym techniki lakierowania, powlekania i laminowania. Wyróżnia się następujące procesy składowe, do których stosuje się przepisy rozdziału 6 rozporządzenia:
 - 1) fleksografia – działalność drukarska stosująca nośnik obrazu wykonany z gumy lub z elastycznych polimerów światłoczułych, na których powierzchnie drukujące znajdują się powyżej powierzchni niedrukujących, z zastosowaniem ciekłych farb drukarskich schnących poprzez odparowanie rozpuszczalnika;
 - 2) gorący offset rotacyjny – działalność drukarska stosująca nośnik obrazu, na którym powierzchnie drukujące i niedrukujące znajdują się w tej samej płaszczyźnie, przy czym:
 - a) materiał, na który nanosi się druk, jest podawany do maszyny z roli, w odróżnieniu od podawania arkuszy,
 - b) powierzchnia niedrukująca przyjmuje wodę, a tym samym odpycha farbę drukarską,
 - c) powierzchnia drukująca jest przystosowana do przyjęcia i przekazania farby drukarskiej na powierzchnię, która ma być zadrukowana,

- d) odparowanie następuje w tunelu suszarniczym, w którym nadrukowany materiał podlega schnięciu;
- 3) laminowanie związane z działalnością drukarską – sklejanie dwóch lub więcej elastycznych materiałów w celu utworzenia laminatu;
 - 4) rotograwiura publikacyjna – działalność drukarska stosująca rotograwiurę do drukowania na papierze czasopism, broszur, katalogów lub podobnych produktów z zastosowaniem farb drukarskich na bazie toluenu;
 - 5) rotograwiura – działalność drukarska stosująca cylindryczny nośnik obrazu (walec), na którym powierzchnie drukujące znajdują się poniżej powierzchni niedrukujących, z zastosowaniem ciekłych farb drukarskich schnących poprzez odparowanie rozpuszczalnika; wgłębienia są wypełnione farbą drukarską, zaś jej nadmiar jest zbierany z powierzchni niedrukujących, przed tym jak powierzchnia, która ma być zadrukowana, zetknie się z walcem i zbierze farbę z wgłębień;
 - 6) sitodruk rotacyjny – działalność drukarska, w której farba drukarska jest nakładana na powierzchnię przeznaczoną do zadrukowania sposobem przetłaczania jej przez sito, które jest nośnikiem obrazu, i w którym powierzchnie drukujące (oczka) są otwarte i przepuszczają farbę, natomiast powierzchnie niedrukujące (oczka wolne od obrazu) są zaślepione i farba przez nie nie przechodzi; stosowana ciepla farba drukarska schnie tylko poprzez odparowanie; materiał, na który nanosi się druk, jest podawany do maszyny z roli, w odróżnieniu od podawania arkuszy;
 - 7) lakierowanie – technika, którą nakłada się lakier lub powłokę klejową na materiał elastyczny w celu dalszego uszczelnienia materiału stanowiącego opakowanie.
 9. Przeróbka gumy – proces polegający na zestawianiu mieszanek, mieszaniu, mieleniu, kalandrowaniu, wytłaczaniu i wulkanizacji kauczuku naturalnego lub syntetycznego oraz obejmujący inne operacje pomocnicze przekształcania kauczuku naturalnego lub syntetycznego w wykończony produkt.
 10. Czyszczenie powierzchni produktów – proces polegający na stosowaniu rozpuszczalników organicznych w celu usunięcia zanieczyszczeń z powierzchni produktów, łącznie z odtłuszczeniem, z wyjątkiem czyszczenia na sucho. Proces czyszczenia, na który składa się więcej niż jedna operacja, przed jakimkolwiek innym rodzajem działalności lub po nim, jest traktowany jako jeden proces czyszczenia powierzchni. Proces ten nie dotyczy czyszczenia wyposażenia, ale czyszczenia powierzchni produktów.
 11. Ekstrakcja oleju roślinnego lub tłuszczu zwierzęcego oraz rafinowanie oleju roślinnego – proces polegający na ekstrahowaniu oleju roślinnego z nasion oraz innych surowców roślinnych, przetwarzaniu suchych pozostałości w celu wytworzenia pasz zwierzęcych, oczyszczeniu tłuszczów i olejów otrzymanych z nasion, surowców roślinnych lub surowców zwierzęcych.
 12. Obróbka wykończeniowa nowych pojazdów – proces przemysłowy lub komercyjny polegający na powlekanii i związanym z tym odtłuszczeniu, obejmujący:
 - 1) pierwotne powlekanie pojazdów drogowych lub ich części materiałami wykończeniowymi, wykonywane poza instalacją produkcyjną,
 - 2) powlekanie przyczep, w tym naczep²⁾– ale nieobejmujący wtórnego powlekania pojazdów drogowych lub ich części, wykonywanego jako część naprawy, konserwacji lub zdobienia.
 13. Powlekanie drutu nawojowego – proces polegający na powlekanii przewodników metalicznych stosowanych do nawijania w szczególności cewek transformatorów i silników.
 14. Impregnowanie drewna lub wyrobów drewnopochodnych – proces polegający na wprowadzaniu środka konserwującego do masy drewna lub wyrobów drewnopochodnych.

15. Laminowanie drewna i tworzyw sztucznych – proces polegający na sklejaniu drewna lub tworzywa sztucznego w celu wyprodukowania laminatów.

Uwaga do załącznika nr 8 do rozporządzenia:

Przez lotne związki organiczne (LZO) rozumie się lotne związki organiczne, w tym frakcję kreozotu, mające w temperaturze 293,15 K prężność par nie mniejszą niż 0,01 kPa, względnie posiadające analogiczną lotność w szczególnych warunkach użytkowania.

Objaśnienia do załącznika nr 8 do rozporządzenia:

- 1) Zgodnie z kategoriami pojazdów określonymi w załączniku nr 2 do ustawy z dnia 20 czerwca 1997 r. – Prawo o ruchu drogowym (Dz. U. z 2017 r. poz. 1260, z późn. zm.).
- 2) Zaliczonych do przyczep kategorii O, o której mowa w załączniku nr 2 do ustawy z dnia 20 czerwca 1997 r. – Prawo o ruchu drogowym.

STANDARDY EMISYJNE LOTNYCH ZWIĄZKÓW ORGANICZNYCH¹⁾

- I. Standardy emisyjne lotnych związków organicznych (LZO) dla niektórych instalacji, w których są używane rozpuszczalniki organiczne
1. Standardy emisyjne LZO dla niektórych instalacji określa tabela 1, w której:
- 1) jako S_1 są oznaczone standardy emisji zorganizowanej, wyrażone jako stężenie LZO w gazach odlotowych w przeliczeniu na całkowity węgiel organiczny;
 - 2) jako S_2 są oznaczone standardy emisji niezorganizowanej, wyrażone jako procent wkładu LZO;
 - 3) jako S_4 są oznaczone standardy emisji całkowitej, wyrażone jako stosunek masy LZO do jednostki produktu lub surowca.

TABELA 1.

Lp.	Procesy prowadzone w instalacjach, w których są używane LZO	Z w Mg/rok	S_1 w mg/m ³ _u	S_2 w %	S_4 *
1	2	3	4	5	6
1	Gorący offset rotacyjny	> 15 i ≤ 25 > 25	100 20	30 ²⁾ 30 ²⁾	– –
2	Rotograwiura publikacyjna	> 25	75	10 / 15 ³⁾	–
3	Sitodruk rotacyjny na tkaninie lub tekturze	> 30	100	20	–
4	Inny rodzaj rotograwiury i sitodruku rotacyjnego, fleksografia, laminowanie lub lakierowanie w drukarstwie	> 15 i ≤ 25 > 25	100 100	25 20	– –
5	Czyszczenie na sucho mebli, odzieży i innych podobnych produktów, z wyjątkiem ręcznego usuwania plam i zabrudzeń	> 0	–	–	20 g/kg czystego, suchego produktu
6	Czyszczenie powierzchni z zastosowaniem LZO, o których mowa w § 33 rozporządzenia	> 1 i ≤ 5 > 5	20 ⁴⁾ 20 ⁴⁾	15 10	– –
7	Inny rodzaj czyszczenia powierzchni	> 2 i ≤ 10 > 10	75 ⁵⁾ 75 ⁵⁾	20 ⁵⁾ 15 ⁵⁾	– –
8	Powlekanie nowych pojazdów	> 0,5 i ≤ 15	50 ⁶⁾	25	–
9	Obróbka wykończeniowa nowych pojazdów	> 0,5	50 ⁶⁾	25	–
10	Powlekanie zwijanych metali walcowanych	> 25	50 ⁷⁾	5 / 10 ³⁾	–

11	Inny rodzaj powlekania metali, tworzyw sztucznych, tkanin ⁸⁾ , włókien, folii lub papieru	> 5 i ≤ 15 > 15	100 / 100 ⁹⁾ 75 / 50 ^{9), 10)}	20 20	- -
12	Powlekanie drutu nawojowego o średnicy: 1) ≤ 0,1 mm; 2) > 0,1 mm	> 5	- -	- -	10 g/kg powleczonego drutu 5 g/kg powleczonego drutu
13	Powlekanie drewna lub wyrobów drewnopochodnych	> 15 i ≤ 25 > 25	100 / 100 ⁹⁾ 75 / 50 ⁹⁾	25 20	- -
14	Impregnowanie drewna lub wyrobów drewnopochodnych: 1) krezotem; 2) innymi LZO	> 25 > 25	- 100	45 45	11 kg/m ³ impregnowanego drewna 11 kg/m ³ impregnowanego drewna
15	Powlekanie skór w meblarstwie i poszczególnych produktów skórzanych będących towarami konsumenckimi niewielkich rozmiarów w szczególności toreb, pasków i portfeli	> 10	-	-	150 g/m ² powleczonej powierzchni
16	Inny rodzaj powlekania skór	> 10 i ≤ 25 > 25	- -	- -	85 g/m ² powleczonej powierzchni 75 g/m ² powleczonej powierzchni
17	Produkcja obuwia, w tym jego części	> 5	-	-	25 g na parę obuwia
18	Laminowanie drewna lub tworzyw sztucznych	> 5	-	-	30 g/m ² laminowanej powierzchni
19	Nakładanie spoiwa	> 5 i ≤ 15 > 15	50 ¹¹⁾ 50 ¹¹⁾	25 20	- -
20	Ekstrakcja tłuszczu zwierzęcego	> 10	-	-	1,5 kg/Mg surowca
21	Ekstrakcja lub rafinowanie oleju roślinnego z: 1) rycynusa; 2) nasion rzepaku; 3) nasion słonecznika; 4) soi (zwykła miazga); 5) soi (białe łuski);	> 10	- - - - -	- - - - -	3 kg/Mg surowca 1 kg/Mg surowca 1 kg/Mg surowca 0,8 kg/Mg surowca 1,2 kg/Mg surowca

6) innych nasion lub surowców roślinnych:					
a) proces odgumowania,			-	-	4 kg/Mg surowca
b) proces frakcjonowania, z wyłączeniem odgumowania,			-	-	1,5 kg/Mg surowca
c) pozostałe procesy			-	-	3 kg/Mg surowca

2. Przez zużycie LZO, oznaczone w tabeli 1 jako Z, rozumie się wkład LZO w okresie roku, pomniejszony o masę LZO, które zostały w tym okresie odzyskane w celu ich wtórnego wykorzystania ($Z = I1 - I3$).
3. Zużycie LZO określone w tabeli 1 w kolumnie trzeciej odpowiada łącznemu zużyciu LZO we wszystkich instalacjach w zakładzie, w których prowadzony jest dany proces.

II. Standardy emisyjne LZO dla niektórych instalacji, w których są używane rozpuszczalniki organiczne

1. Standardy emisyjne LZO dla niektórych instalacji określa tabela 2, w której:

- 1) jako S_1 są oznaczone standardy emisji zorganizowanej, wyrażone jako stężenie LZO w gazach odlotowych w przeliczeniu na całkowity węgiel organiczny;
- 2) jako S_3 są oznaczone standardy emisji niezorganizowanej, wyrażone jako procent wkładu LZO;
- 3) jako S_5 są oznaczone standardy emisji całkowitej, wyrażone jako procent wkładu LZO.

TABELA 2.

Lp.	Procesy prowadzone w instalacjach, w których są używane LZO	Z w Mg/rok	S_1 w mg/m^3_u	S_3 w %	S_5 w %
1	2	3	4	5	6
1	Wytwarzanie mieszanin powlekających, lakierów, farb drukarskich lub spoiw	> 100 i ≤ 1000 > 1000	150 150	$5^{12)}$ $3^{12)}$	5 3
2	Przeróbka gumy	> 15	$20^{11)}$	$25^{13)}$	25
3	Wytwarzanie produktów farmaceutycznych	> 50	$20^{11)}$	$5^{13)}/ 15^{13), 3)}$	

2. Przez zużycie LZO, oznaczone w tabeli 1 jako Z, rozumie się wkład LZO w okresie roku, pomniejszony o masę LZO, które zostały w tym okresie odzyskane w celu ich wtórnego wykorzystania ($Z = I1 - I3$).
3. Zużycie LZO określone w tabeli 2 w kolumnie trzeciej odpowiada łącznemu zużyciu LZO we wszystkich instalacjach w zakładzie, w których prowadzony jest dany proces.

III. Standardy emisyjne LZO dla instalacji powlekania nowych pojazdów, których łączna zdolność produkcyjna wymaga zużycia więcej niż 15 Mg LZO w ciągu roku, wyrażone jako stosunek masy LZO do jednostki powierzchni produktu¹⁴⁾ oraz jako stosunek masy LZO do jednostki produktu

1. Standardy emisyjne emisji całkowitej LZO dla instalacji powlekania nowych pojazdów, których łączna zdolność produkcyjna wymaga zużycia więcej niż 15 Mg LZO w ciągu roku, określa tabela 3.

TABELA 3.

Lp.	Procesy prowadzone w instalacjach, w których są używane LZO	Roczna produkcja w sztukach	Standard emisyjny LZO	
			instalacje nowe ¹⁵⁾	instalacje istniejące ¹⁶⁾
1	2	3	4	5
1	Powlekanie samochodów osobowych	> 5000	45 g/m ² lub 1,3 kg na sztukę + 33 g/m ²	60 g/m ² lub 1,9 kg na sztukę + 41 g/m ²
		≤ 5000 konstrukcji skorupowych lub > 3500 podwozi	90 g/m ² lub 1,5 kg na sztukę + 70 g/m ²	90 g/m ² lub 1,5 kg na sztukę + 70 g/m ²
2	Powlekanie kabin samochodów ciężarowych	≤ 5000	65 g/m ²	85 g/m ²
		> 5000	55 g/m ²	75 g/m ²
3 ¹⁾	Powlekanie samochodów ciężarowych i dostawczych	≤ 2500	90 g/m ²	120 g/m ²
		> 2500	70 g/m ²	90 g/m ²
4	Powlekanie autobusów	≤ 2000	210 g/m ²	290 g/m ²
		> 2.000	150 g/m ²	225 g/m ²

2. Roczna produkcja określona w tabeli 3 w kolumnie trzeciej dotyczy łącznej produkcji we wszystkich instalacjach w zakładzie.
3. Standardy emisyjne LZO dla instalacji powlekania nowych pojazdów, których łączna zdolność produkcyjna wymaga zużycia nie więcej niż 15 Mg LZO w ciągu roku, określone są w tabeli 1 w lp. 8.

Uwaga do załącznika nr 9 do rozporządzenia:

Przez:

- 1) powłokę rozumie się mieszaninę, wraz ze wszystkimi rozpuszczalnikami organicznymi lub mieszaninami zawierającymi rozpuszczalniki organiczne niezbędnymi do jej właściwego

zastosowania, którą nakłada się na powierzchnię w celu nadania jej efektu dekoracyjnego, ochronnego lub innego efektu funkcjonalnego;

- 2) lakier rozumie się powłokę przezroczystą;
- 3) farbę drukarską rozumie się mieszaninę, wraz ze wszystkimi rozpuszczalnikami organicznymi lub mieszaninami zawierającymi rozpuszczalniki organiczne, niezbędnymi do jej właściwego zastosowania, którą stosuje się w działalności drukarskiej do nadruku tekstu lub obrazów na powierzchni.

Objaśnienia do załącznika nr 9 do rozporządzenia:

- 1) Przez lotne związki organiczne (LZO) rozumie się lotne związki organiczne, w tym frakcję kreozotu, mające w temperaturze 293,15 K prężność par nie mniejszą niż 0,01 kPa, względnie posiadające analogiczną lotność w szczególnych warunkach użytkowania.
- 2) Pozostałości rozpuszczalnika organicznego w wykończonym produkcie nie traktuje się jako emisji niezorganizowanej.
- 3) Pierwsza wartość dotyczy instalacji nowych, a druga instalacji istniejących, przy czym:
 - 1) przez instalację istniejącą rozumie się instalację użytkowaną w dniu 29 marca 1999 r. lub instalację, dla której wydano pozwolenie na użytkowanie przed dniem 1 kwietnia 2001 r. lub dla której przed tym dniem został złożony wniosek o wydanie pozwolenia na użytkowanie, a gdy takie pozwolenie nie było wymagane – zawiadomienie o zamiarze przystąpienia do użytkowania, jeżeli instalacja została oddana do użytkowania nie później niż do dnia 1 kwietnia 2002 r.;
 - 2) przez instalację nową rozumie się instalację inną niż instalacja istniejąca;
 - 3) jako instalację istniejącą traktuje się także zmienioną część instalacji, w przypadku:
 - a) dokonania istotnej zmiany instalacji, o której mowa w art. 3 pkt 7 ustawy z dnia 27 kwietnia 2001 r. – Prawo ochrony środowiska (Dz. U. z 2017 r. poz. 519, z późn. zm.) – dla instalacji wymagających pozwolenia zintegrowanego,
 - b) zmiany instalacji powodującej wzrost emisji LZO o więcej niż 25% – dla instalacji, których zdolność produkcyjna wymaga zużycia LZO mieszczącego się w dolnym przedziale progowym określonym w załączniku nr 10 do rozporządzenia w tabeli 1 w lp. 1, 4, 6, 7, 11, 13, 16 i 19 oraz w tabeli 2 w lp. 1, lub innych instalacji wymienionych w tym załączniku o zużyciu LZO mniejszym niż 10 Mg w ciągu roku,
 - c) zmiany instalacji powodującej wzrost emisji LZO o więcej niż 10% – dla instalacji innych niż wymienione w lit. a i b
– pod warunkiem, że emisja z całej instalacji nie przekroczy emisji, która następowalaby, gdyby część zmieniona była traktowana jak instalacja nowa.
- 4) Dotyczy stężenia LZO w gazach odlotowych, bez przeliczania na całkowity węgiel organiczny.
- 5) Instalacje, w przypadku których prowadzący wykaże przed organem właściwym do wydania pozwolenia, że średnia zawartość LZO w zużytym materiale czyszczącym nie przekracza 30% (wagowo), są wyłączone ze stosowania tych wartości.
- 6) W przypadku prowadzenia pomiarów wielkości emisji zgodność ze standardem emisyjnym sprawdza się na podstawie pomiarów stężeń średnich piętnastominutowych.
- 7) W przypadku instalacji, w których zastosowano techniki pozwalające na wtórne wykorzystanie LZO odzyskanych z instalacji, S_1 wynosi 150 mg/m^3 .
- 8) Sitodruk rotacyjny na tkaninach mieści się w poz. 3.
- 9) Pierwsza wartość dotyczy nakładania powłoki, a druga suszenia.
- 10) W przypadku instalacji do powlekania tkanin, w których zastosowano techniki pozwalające na wtórne wykorzystanie LZO odzyskanych z instalacji, S_1 wynosi 150 mg/m^3 i obejmuje nakładanie powłok i suszenie.
- 11) W przypadku instalacji, w których zastosowano techniki pozwalające na wtórne wykorzystanie LZO odzyskanych z instalacji, S_1 wynosi 150 mg/m^3 .

- 12) Standard emisji niezorganizowanej nie obejmuje LZO sprzedanego jako część mieszaniny powlekającej w szczelnym pojemniku.
- 13) Standard emisji niezorganizowanej nie obejmuje LZO sprzedanego jako część produktu lub mieszaniny w szczelnym pojemniku.
- 14) Powierzchnia produktu jest to pole powierzchni wyznaczone z całkowitej powierzchni pokrytej elektroforetycznie i pole powierzchni wszelkich innych części, które zostały dodane w kolejnych fazach procesu powlekania, a które zostały pokryte takimi samymi powłokami jak zastosowane do danego produktu, lub pole powierzchni całkowitej produktu powleczonego w instalacji, przy czym pole powierzchni pokrytej elektroforetycznie oblicza się według wzoru:

$$2 \times \text{całkowita waga karoserii}$$

$$\text{przeciętna grubość arkusza metalu} \times \text{gęstość arkusza metalu}$$

W ten sposób ustala się również pole powierzchni innych części powlekanych, wykonanych z arkuszy metalu.

Standardy emisyjne LZO dla instalacji dotyczą wszystkich etapów procesu prowadzonych w tej samej instalacji, od powlekania elektroforetycznego lub wszelkiego innego rodzaju procesu powlekania, aż do końcowego woskowania i polerowania, jak również dotyczą LZO zużytych zarówno w czasie produkcji, jak i poza nim, do czyszczenia wyposażenia procesowego, w tym komór natryskowych oraz innego wyposażenia stałego.

- 15) Instalacja istniejąca rozumiana zgodnie z objaśnieniem 3.
- 16) Instalacja nowa rozumiana zgodnie z objaśnieniem 3.

WARUNEK PLANU OBNIŻENIA EMISJI

Warunek, którego spełnienie umożliwia odstępianie od standardów emisyjnych, w związku z planem obniżenia emisji, wyraża się następującym wzorem:

$$II - (I3 + H + O + W + R) \leq E$$

gdzie:

II – oznacza masę lotnych związków organicznych (LZO) wprowadzonych po raz pierwszy do instalacji w okresie roku,

I3 – oznacza masę LZO odzyskanych z instalacji w celu ich wtórnego użycia, ale nie jako wkład do instalacji, w okresie roku,

H – oznacza masę LZO zawartych w produktach o wartości handlowej,

O – oznacza masę LZO zawartych w odpadach,

W – oznacza masę LZO zawartych w ściekach,

R – oznacza masę LZO utraconych lub zatrzymanych w urządzeniach ograniczających wielkość emisji LZO, nieuwzględnionych w O i W,

E – oznacza wielkość emisji docelowej ustaloną w następujący sposób:

- 1) masę substancji stałych zawartych w zużywanych w ciągu roku powłokach, farbach drukarskich, lakierach lub klejach mnoży się przez współczynnik krotności określony w poniższej tabeli:

Lp.	Procesy prowadzone w instalacjach, w których są używane LZO	Współczynnik krotności
1	2	3
1	Rotograwiura, fleksografia, laminowanie lub lakierowanie jako część drukarstwa, powlekanie drewna, wyrobów drewnopochodnych, tkanin, włókien, folii lub papieru, pokrywanie spoiwem	4
2	Powlekanie zwijanych metali walcowanych, obróbka wykończeniowa pojazdów	3
3	Powlekanie produktów mających kontakt z żywnością, powlekanie dla potrzeb lotnictwa	2,33
4	Inne rodzaje powlekania, sitodruk rotacyjny	1,5

- 2) do standardu emisyjnego S₂ dodaje się liczbę n wynoszącą:
 - a) 15 – w przypadku instalacji określonych w załączniku nr 9 do rozporządzenia w tabeli 1 w:
 - lp. 8 i 9,
 - lp. 11, jeżeli roczne zużycie LZO jest nie większe niż 15 Mg,
 - lp. 13, jeżeli roczne zużycie LZO jest nie większe niż 25 Mg,
 - b) 5 – w przypadkach instalacji innych niż określone w lit. a;
- 3) mnoży się wartości otrzymane zgodnie z pkt 1 i 2, a następnie dzieli przez 100.

Uwaga:

Przez:

- 1) lotne związki organiczne (LZO) rozumie się lotne związki organiczne, w tym frakcję kreozotu, mające w temperaturze 293,15 K prężność par nie mniejszą niż 0,01 kPa, względnie posiadające analogiczną lotność w szczególnych warunkach użytkowania;
- 2) powłokę rozumie się mieszaninę, wraz ze wszystkimi rozpuszczalnikami organicznymi lub mieszaninami zawierającymi rozpuszczalniki organiczne niezbędnymi do jej właściwego zastosowania, którą nakłada się na powierzchnię w celu nadania jej efektu dekoracyjnego, ochronnego lub innego efektu funkcjonalnego;
- 3) lakier rozumie się powłokę przezroczystą;
- 4) farbę drukarską rozumie się mieszaninę, wraz ze wszystkimi rozpuszczalnikami organicznymi lub mieszaninami zawierającymi rozpuszczalniki organiczne, niezbędnymi do jej właściwego zastosowania, którą stosuje się w działalności drukarskiej do nadruku tekstu lub obrazów na powierzchni.

P.P.

dn. 10.11.

10.11.2017
10.11.2017

Dyrektor Departamentu
Ochrony Powietrza i Klimatu

Agnieszka Sosnowska

SEKRETARZ STANU
Paweł Szałek

UZASADNIENIE

Projekt rozporządzenia został przygotowany na podstawie upoważnienia zamieszczonego w art. 146 ust. 3 ustawy z dnia 27 kwietnia 2001 r. – Prawo ochrony środowiska (Dz. U. z 2017 r. poz. 519, z późn.zm.), zwanej dalej „ustawą – Poś. Podstawowym celem projektu jest przeniesienie do prawa polskiego emisyjnych postanowień dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2015/2193 z dnia 25 listopada 2015 r. w sprawie ograniczenia emisji niektórych zanieczyszczeń do powietrza ze średnich obiektów energetycznego spalania (Dz. Urz. UE L 313 z 28.11.2015 r., str. 1), zwanej dalej „dyrektywą MCP”. Zgodnie z postanowieniami dyrektywy MCP projektowane rozporządzenie wprowadza zmiany wymagań emisyjnych dla tzw. średnich źródeł spalania paliw, tj. źródeł o nominalnej mocy cieplnej nie mniejszej niż 1 MW i mniejszej niż 50 MW, które nie wchodzą w skład tzw. dużych źródeł spalania paliw, do których mają zastosowanie pierwsza i druga zasada łączenia, sformułowane w art. 157a ust. 2 pkt 1 i 2 ustawy Poś. W odniesieniu do średnich źródeł kwalifikowanych jako nowe (rozumianych jako źródła spalania paliw oddane do użytkowania po dniu 19 grudnia 2018 r., a w przypadku gdy pozwolenie na budowę źródeł wydano po dniu 18 grudnia 2017 r. – oddane do użytkowania po dniu 20 grudnia 2018 r.) wymagania emisyjne ustala się z uwzględnieniem tzw. trzeciej zasady łączenia, o której mowa w art. 157a ust. 2 pkt 3 ustawy Poś. W obecnym stanie prawnym wszystkie średnie źródła spalania paliw są objęte wymaganiami emisyjnymi na mocy rozporządzenia Ministra Środowiska z dnia 4 listopada 2014 r. w sprawie standardów emisyjnych dla niektórych rodzajów instalacji, źródeł spalania paliw oraz urządzeń spalania lub współspalania odpadów (Dz. U. poz.1546 i 1631). W przypadku niektórych zanieczyszczeń i paliw wymagania te są łagodniejsze od określonych w dyrektywie (np. dla niektórych źródeł opalanych paliwami stałymi w zakresie dwutlenku siarki i pyłu, dla niektórych źródeł opalanych paliwami ciekłymi lub gazowymi – w zakresie dwutlenku siarki, a także dla niektórych turbin gazowych – w zakresie tlenków azotu), co powoduje konieczność wprowadzenia do tego rozporządzenia odpowiednich zmian. Uwzględniając zakres tych zmian, nie proponuje się zmiany obowiązującego rozporządzenia, lecz wydanie nowego aktu prawnego. Przepisy projektowanego rozporządzenia przenoszą do prawa polskiego postanowienia dyrektywy MCP, z uwzględnieniem faktu, iż źródła istniejące (rozumiane jako źródła oddane do użytkowania przed dniem 20 grudnia 2018 r., a w przypadku, gdy pozwolenie na budowę źródła wydano przed dniem 19 grudnia 2017 r. – oddane do użytkowania nie później niż w dniu 20 grudnia 2018 r.) wymagać będą dostosowania do określonych w dyrektywie wielkości dopuszczalnych emisji w terminie do 1 stycznia 2025 r. (źródła o nominalnej mocy cieplnej większej niż 5 MW) albo do 1 stycznia 2030 r. (źródła o nominalnej mocy cieplnej nie większej niż 5 MW).

I. Podstawowe zmiany wynikające z transpozycji postanowień dyrektywy MCP.

1. W § 2 określono znaczenie kilku pojęć zdefiniowanych w art. 3 dyrektywy MCP (np. ciężki olej opałowy, olej napędowy, gaz ziemny, paliwo rafineryjne, pył, silnik dwupaliwowy) oraz przeniesiono kilka definicji z § 4 obecnego rozporządzenia, które mają znaczenie nie tylko dla przepisów rozdziału 2, ale także dla załączników do rozporządzenia - silnik Diesla, silnik gazowy, turbina gazowa, źródło istniejące, źródło nowe. Tym ostatnim dwóm pojęciom nadano nowe brzmienia uwzględniając definicje źródła nowego i źródła istniejącego podane w art. 3 pkt 6 i 7 dyrektywy MCP. Proponowana zmiana różnicuje rozumienie tych pojęć w odniesieniu do średnich i dużych źródeł spalania paliw.
2. W § 5 dodano nowy ustęp (obecnie ust. 2), w którym – zgodnie z art. 2 ust. 3 lit. c, d i o dyrektywy MCP - przepisy rozdziału 2 rozporządzenia nie mają zastosowania do następujących średnich źródeł spalania paliw:
 - 1) o nominalnej mocy cieplnej nie mniejszej niż 1,0 MW i nie większej niż 5 MW znajdujących się na terenie gospodarstwa rolnego, w których spalany jest wyłącznie nieprzetworzony obornik pochodzący od drobiu, o którym mowa w art. 9 lit. a rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 1069/2009;
 - 2) o nominalnej mocy cieplnej nie mniejszej niż 1,0 MW i mniejszej niż 50 MW, w których:

- a) gazowe produkty spalania są wykorzystywane bezpośrednio w gazowym ogrzewaniu pomieszczeń w celu poprawy warunków pracy lub
 - b) spalane są wyłącznie lub w połączeniu z innymi paliwami paliwa rafineryjne w celu wytwarzania energii w rafineriach ropy naftowej i gazu;
- 3) o nominalnej mocy cieplnej nie mniejszej niż 1,0 MW i mniejszej niż 50 MW stosowanych w krematoriach.
3. W § 7 uwzględniono trzecią zasadą łączenia, o której mowa w art. 157a ust. 2 ustawy Poś, mającą zastosowanie do nowych średnich źródeł spalania paliw (zgodnie z art. 4 dyrektywy MCP).
 4. W § 10, który dotyczy odstępstw od standardu emisyjnego dwutlenku siarki dla źródła, w którym w normalnych warunkach użytkowania jest spalane paliwo o małej zawartości siarki, w przypadku wystąpienia ograniczeń w dostawach tego paliwa, oraz odstępstw dla źródła, w którym w normalnych warunkach użytkowania jest spalane wyłącznie paliwo gazowe, uwzględniono odpowiednie postanowienia w tym przedmiocie sformułowane dla średnich źródeł spalania paliw w art. 6 ust. 11 i 12 dyrektywy MCP, a także szczególne postanowienia art. 6 ust. 3 i 8 tej dyrektywy dotyczące tzw. źródeł szczytowych.
 5. W § 11 uwzględniono fakt stosowania do nowych średnich źródeł spalania paliw tzw. trzeciej zasady łączenia, a także usunięto postanowienia odnoszące się do okresu do dnia 31 grudnia 2015 r.
 6. W § 12 dodano przepis zobowiązujący prowadzącego źródło spalania paliw do podjęcia działań niezbędnych do zapewnienia przywrócenia zgodności ze standardami emisyjnymi w jak najkrótszym czasie, w przypadku stwierdzenia przekroczenia standardów.
 7. W załącznikach nr 2-5 do projektowanego rozporządzenia uwzględniono zasadnicze zmiany wymagań emisyjnych wynikające z potrzeby przeniesienia postanowień dyrektywy MCP. W stosunku do obowiązującego rozporządzenia liczba załączników odnoszących się do źródeł spalania paliw została zmniejszona z 6 do 5. Wynika to z faktu nieuwzględnienia w projektowanym rozporządzeniu załącznika mającego zastosowanie do źródeł, które powinny być wyłączone z eksploatacji nie później niż w dniu 31 grudnia 2015 r. (załącznik nr 5 do obowiązującego rozporządzenia). Ponadto, transpozycja postanowień dyrektywy MCP nie wymaga zmiany załącznika nr 1 do obowiązującego rozporządzenia, ponieważ nie dotyczy on średnich źródeł spalania paliw. W odniesieniu do zmienianych załączników (nr 2-5 w projektowanym rozporządzeniu) zachowano układ analogiczny jak w rozporządzeniu obowiązującym, uwzględniając postanowienia art. 6 ust. 2, 3, 7 i 8 oraz załącznika nr II do dyrektywy MCP. W związku z faktem, że wszystkie średnie źródła spalania paliw są obecnie objęte standardami emisyjnymi, a niektóre z tych standardów są ostrzejsze od określonych w dyrektywie, przyjęto ogólną zasadę, zgodnie z którą w takich przypadkach stosowane będą wymagania dotychczasowe. Podkreślić także należy, że zgodnie z postanowieniem art. 6 ust. 2 dyrektywy MCP w załącznikach uwzględniono zaostrożenie wymagań emisyjnych dla istniejących źródeł spalania paliw o nominalnej mocy cieplnej nie większej niż 5 MW od dnia 1 stycznia 2030 r., natomiast dla źródeł o nominalnej mocy cieplnej większej niż 5 MW i mniejszej niż 50 MW – od 1 stycznia 2025 r. Uwzględniając ten fakt, jak również to, że dyrektywa nie określa wymagań w zakresie dopuszczalnej emisji dwutlenku siarki ze spalania oleju napędowego, a obecnie obowiązujące w Polsce standardy emisyjne dwutlenku siarki obejmują wszystkie paliwa ciekłe, w załączniku nr 2 w tabeli 5 zmieniono odpowiednio do wielkości nominalnej mocy cieplnej źródeł - dla okresu od 1 stycznia 2025 r. albo od 1 stycznia 2030 r. - standard emisyjny dla źródeł opalanych olejem napędowym z 1700 mg/m³_n do 850 mg/m³_n.

W poniższych tabelach zestawiono standardy emisyjne dla średnich źródeł spalania paliw - nowych i istniejących - wynikające z dyrektywy MCP oraz z obowiązującego rozporządzenia w sprawie standardów emisyjnych dla różnych rodzajów paliw.

Standardy emisyjne dla średnich źródeł spalania paliw opalanych biomasą, $\text{mg}/\text{m}^3_{\text{n}}$ ¹⁾

Substancja	Nominalna moc cieplna [MW]	Dyrektywa MCP		Rozporządzenie w sprawie standardów emisyjnych	
		Źródła istniejące	Źródła nowe	Źródła istniejące starsze ²⁾ i istniejące nowsze ³⁾	Źródła istniejące najnowsze ⁴⁾ i źródła nowe ⁵⁾
SO ₂	<1; 50)	200-nie dotyczy źródeł opalanych wyłącznie biomasą drzewną 300-słoma	200-nie dotyczy źródeł opalanych wyłącznie biomasą drzewną	800	400
NO _x	<1; 5>	650	500	400	400
	(5; 50)		300		
Pył	<1; 5>	50	50	200 100 - dla 5MW	100
	(5; 20>		30		
	(20; 50)		20		

¹⁾ odniesione do spalin suchych w warunkach standardowych, 273,15 K, 101,3 kPa i zawartości 6% tlenu

²⁾ źródła istniejące starsze – źródła, dla których pierwsze pozwolenie na budowę lub odpowiednik takiego pozwolenia wydano przed dniem 1 lipca 1987 r.

³⁾ źródła istniejące nowsze - źródła, dla których pierwsze pozwolenie na budowę lub odpowiednik takiego pozwolenia wydano po dniu 3^o czerwca 1987 r., jeżeli wniosek o wydanie takiego pozwolenia został złożony przed dniem 27 listopada 2002 r., i które zostały oddane do użytkowania nie później niż w dniu 27 listopada 2003 r.

⁴⁾ źródła istniejące najnowsze - źródła, dla których wnioski o wydanie pozwolenia na budowę został złożony po dniu 26 listopada 2002 r., lub które zostało oddane do użytkowania po dniu 27 listopada 2003 r.

⁵⁾ źródła nowe – źródła, dla których pozwolenie na budowę wydano po dniu 6 stycznia 2013 r. lub które zostały oddane do użytkowania po dniu 7 stycznia 2014 r.

Dla średnich źródeł spalania paliw opalanych biomasą dyrektywa MCP określa dopuszczalną wielkość emisji dwutlenku siarki (SO₂) na poziomie 200 $\text{mg}/\text{m}^3_{\text{n}}$, z zastrzeżeniem, że wielkość ta nie dotyczy źródeł, w których spalana jest wyłącznie biomasa drzewna. Biomasa ta obejmuje biomasę pozyskiwaną z drzew i krzewów, w tym polana drewna, zrębki, drewno prasowane w formie peletów, drewno prasowane w formie brykietów i trociny. Konieczne jest jednak określenie wymagań dla źródeł wielopaliwowych, w których biomasa drzewna jest spalana z innymi paliwami. W tym zakresie przyjęto, że standardy emisyjne SO₂ dla źródła będącego źródłem wielopaliwowym, w którym spalane są:

- jednocześnie z biomasą drzewną inne rodzaje paliw – należy obliczyć, ze standardów emisyjnych odpowiadających poszczególnym paliwom i nominalnej mocy cieplnej źródła, uwzględniając dla biomasy drzewnej standard 200 $\text{mg}/\text{m}^3_{\text{n}}$,
- na przemian co najmniej dwa rodzaje paliw, w tym biomasa drzewna – stanowią standardy emisyjne odpowiadające spalaniu rodzajowi paliwa i nominalnej mocy cieplnej źródła, przy czym dla biomasy drzewnej należy przyjąć wartość standardu wynoszącą 200 $\text{mg}/\text{m}^3_{\text{n}}$.

Z porównania standardów emisyjnych dla źródeł spalania biomasy wynika, że:

- obecnie obowiązujące w Polsce standardy emisyjne SO₂ dla biomasy są – co do zasady – blisko 4-krotnie łagodniejsze niż w dyrektywie MCP dla źródeł istniejących określonych w tabeli jako istniejące starsze i istniejące nowsze oraz dwukrotnie łagodniejsze dla źródeł istniejących najnowszych i źródeł zdefiniowanych w obowiązującym rozporządzeniu w sprawie standardów emisyjnych jako nowe;
- w dyrektywie MCP standardy emisyjne pyłu zostały określone na poziomie od 20 do 50 $\text{mg}/\text{m}^3_{\text{n}}$. W Polsce wynoszą one od 100 do 200 $\text{mg}/\text{m}^3_{\text{n}}$, tym samym dla źródeł najmniejszych (1-5 MW) i najstarszych standardy wynikające z dyrektywy MCP są 4-krotnie ostrzejsze, natomiast dla źródeł nowych o mocach 20-50 MW są 5-krotnie ostrzejsze;

- standardy emisyjne tlenków azotu dla źródeł istniejących obowiązujące w Polsce są bardziej rygorystyczne niż określone w dyrektywie MCP, jednak dla nowych źródeł o mocy 5-50 MW dyrektywa przewiduje ostrzejsze normy, niż te, które obowiązują aktualnie dla źródeł nowych wg rozporządzenia w sprawie standardów emisyjnych.

Standardy emisyjne dla średnich źródeł spalania paliw opalanych pozostałymi paliwami stałymi, mg/m^3 ¹⁾

	Nominalna moc cieplna [MW]	Dyrektywa MCP		Rozporządzenie w sprawie standardów emisyjnych									
		Źródła istniejące	Źródła nowe	Źródła istniejące starsze ²⁾ i istniejące nowsze ³⁾				Źródła istniejące najnowsze ⁴⁾ i źródła nowe ⁵⁾					
Rodzaj paliwa stałego		paliwo stałe inne niż biomasa		Węgiel kamienny	Węgiel brunatny	Koks	inne	Węgiel kamienny	Węgiel brunatny	Koks	Torf	inne	
SO ₂	<1; 5>	1100	400	1500 1300 ^{6), 7)}	1500	800	400	1500 1300 ⁷⁾	1500 1300 ⁷⁾	800	800	400	
	(5; 20>			1300 1500 ⁸⁾				1300	1300				
	(20; 50)	400											
NO _x	<1; 5>	650	500	400	500 ⁸⁾ 400	450 400 ⁹⁾	400	400	400	400	400	400	400
	(5; 50)		300										
Pył	<1; 5>	50	50	200 100 ⁷⁾	200 100 ⁷⁾	200 100 ⁷⁾	100	100	100	100	100	100	100
	(5; 20>		30	100	100	100							
	(20; 50)	30	20										

¹⁾ odniesione do spalin suchych w warunkach standardowych, 273,15 K, ciśnienia 101,3 kPa i zawartości 6% tlenu

²⁾ źródła istniejące starsze – źródła, dla których pierwsze pozwolenie na budowę lub odpowiednik takiego pozwolenia wydano przed dniem 1 lipca 1987 r.

³⁾ źródła istniejące nowsze – źródła, dla których pierwsze pozwolenie na budowę lub odpowiednik takiego pozwolenia wydano po dniu 30 czerwca 1987 r., jeżeli wniosek o wydanie takiego pozwolenia został złożony przed dniem 27 listopada 2002 r., i które zostały oddane do użytkowania nie później niż w dniu 27 listopada 2003 r.

⁴⁾ źródła istniejące najnowsze – źródła, dla których wnioski o wydanie pozwolenia na budowę zostały złożone po dniu 26 listopada 2002 r., lub które zostały oddane do użytkowania po dniu 27 listopada 2003 r.

⁵⁾ źródła nowe – źródła, dla których pozwolenie na budowę wydano po dniu 6 stycznia 2013 r. lub które zostały oddane do użytkowania po dniu 7 stycznia 2014 r.

⁶⁾ dla źródła oddanego do użytkowania po dniu 28.03.1990 r. o nominalnej mocy cieplnej 5 MW

⁷⁾ dla źródła o nominalnej mocy cieplnej 5 MW

⁸⁾ źródła istniejące starsze oddane do użytkowania przed dniem 29.03.1990 r.

⁹⁾ źródła istniejące starsze oddane do użytkowania po dniu 28.03.1990 r.

W zakresie spalania w średnich źródłach paliw stałych innych niż biomasa wdrożenie dyrektywy MCP będzie miało największy wpływ przede wszystkim na źródła opalane węglem kamiennym. W obowiązującym rozporządzeniu w sprawie standardów emisyjnych określone są standardy emisyjne dla źródeł opalanych węglem kamiennym, węglem brunatnym, koksem i torfem, podczas gdy dyrektywa jednakowo traktuje wszystkie paliwa stałe (poza biomasą). Kotły opalane węglem brunatnym o mocy do 50 MW praktycznie nie występują w Polsce (z danych będących w dyspozycji Krajowego ośrodka bilansowania i zarządzania emisjami wynika, że niewielki procent zaobserwować można w grupie źródeł o nominalnej mocy cieplnej 1-5 MW).

Z porównania standardów emisyjnych wynika, że wymagania określone w dyrektywie MCP:

- w zakresie SO₂ - dla źródeł o nominalnej mocy cieplnej 20-50 MW opalanych węglem kamiennym są blisko 3,5-krotnie ostrzejsze niż obowiązujące w Polsce;
- w zakresie pyłu (określone na poziomie od 20 do 50 mg/m³_n) - dla źródeł najmniejszych (o nominalnej mocy cieplnej mniejszej niż 5 MW) i najstarszych są 4-krotnie ostrzejsze, a dla źródeł nowych o mocy większej niż 20 MW i mniejszej niż 50 MW - 5-krotnie ostrzejsze niż obowiązujące w Polsce;
- w zakresie tlenków azotu - dla źródeł istniejących i dla źródeł nowych (w rozumieniu dyrektywy MCP) o nominalnej mocy cieplnej do 5 MW są łagodniejsze niż obowiązujące w Polsce, natomiast dla źródeł nowych o mocy 5-50 MW są ostrzejsze.

Standardy emisyjne dla średnich źródeł spalania paliw opalanych paliwami ciekłymi, innych niż silniki i turbiny gazowe, mg/m³_n¹⁾

	Nominalna moc cieplna [MW]	Dyrektywa MCP				Rozporządzenie w sprawie standardów emisyjnych	
		Źródła istniejące		Źródła nowe		Źródła istniejące starsze ²⁾ i istniejące nowsze ³⁾	Źródła istniejące najnowsze ⁴⁾ i źródła nowe ⁵⁾
Rodzaj paliwa		Olej napędowy	Inne ciekłe	Olej napędowy	Inne ciekłe	Paliwa ciekłe	Paliwa ciekłe
SO ₂	<1; 5>	-	350	-	350	1700 ²⁾ i ⁷⁾ / 850	850
	(5; 20>		350/850 ⁶⁾				
	(20; 50)		350				
NO _x	<1; 50>	200	650	200	300	400/450 ⁷⁾	400
Pył	<1; 5>	-	50	-	50	50	50
	(5; 50)		30		20	100 (przy zawartości popiołu >0,06%)	

¹⁾ odniesione do spalin suchych w warunkach standardowych, 273,15 K, ciśnienia 101,3 kPa i zawartości 3% tlenu

²⁾ źródła istniejące starsze – źródła, dla których pierwsze pozwolenie na budowę lub odpowiednik takiego pozwolenia wydano przed dniem 1 lipca 1987 r.

³⁾ źródła istniejące nowsze - źródła, dla których pierwsze pozwolenie na budowę lub odpowiednik takiego pozwolenia wydano po dniu 30 czerwca 1987 r., jeżeli wniosek o wydanie takiego pozwolenia został złożony przed dniem 27 listopada 2002 r., i które zostały oddane do użytkowania nie później niż w dniu 27 listopada 2003 r.

⁴⁾ źródła istniejące najnowsze - źródła, dla których wnioski o wydanie pozwolenia na budowę zostały złożone po dniu 26 listopada 2002 r., lub które zostały oddane do użytkowania po dniu 27 listopada 2003 r.

⁵⁾ źródła nowe – źródła, dla których pozwolenie na budowę wydano po dniu 6 stycznia 2013 r. lub które zostały oddane do użytkowania po dniu 7 stycznia 2014 r.

⁶⁾ do dnia 01.01.2030 r. dla źródeł opalanych ciężkim olejem opałowym

⁷⁾ źródła oddane do użytkowania przed dniem 29.03.1990 r.

Głównymi paliwami ciekłymi wykorzystywanymi w średnich źródłach spalania paliw eksploatowanych w Polsce są lekkie oleje opałowe. Dyrektywa MCP rozróżnia kilka typów źródeł dla tego rodzaju paliw (silniki i turbiny gazowe, w których spalane są paliwa ciekłe oraz obiekty inne niż silniki i turbiny), w rozporządzeniu w sprawie standardów emisyjnych nie ma takiego rozróżnienia.

Z porównania standardów emisyjnych wynika, że:

- w obecnie obowiązującym rozporządzeniu standardy emisyjne ze spalania paliw ciekłych w zakresie SO₂ są znacznie łagodniejsze niż przewidziane przez dyrektywę MCP dla obiektów innych niż silniki i turbiny gazowe. Różnice są istotne, ponieważ dla obiektów istniejących dopuszczalna wielkość na poziomie 1700 mg/m³_n (dla tlenu 3%), pozwala obecnie na stosowanie olejów wysokozasiarczonych;
- w dyrektywie MCP standardy emisyjne pyłu ze spalania paliw ciekłych innych niż oleje napędowe są określone dla źródeł istniejących o mocy 5-50 MW na poziomie 30 mg/m³_n, natomiast w Polsce są one łagodniejsze: od 50 do 100 mg/m³_n, w zależności od zawartości popiołu;

- standardy emisyjne tlenków azotu dla źródeł opalanych paliwami ciekłymi innymi niż olej napędowy są w Polsce ostrzejsze niż określone w dyrektywie MCP, jednak dla nowych źródeł opalanych takimi paliwami dyrektywa przewiduje ostrzejsze normy, na poziomie 300 mg/m³_n.

Standardy emisyjne dla średnich źródeł spalania paliw opalanych paliwami gazowymi, innych niż silniki i turbiny gazowe, mg/m³_n¹⁾

Rodzaj paliwa gazowego	Dyrektywa MCP				Rozporządzenie w sprawie standardów emisyjnych	
	Źródła istniejące		Źródła nowe		Źródła istniejące starsze ²⁾ i istniejące nowsze ³⁾	Źródła istniejące najnowsze ⁴⁾ i źródła nowe ⁵⁾
Nominalna moc cieplna [MW]	<1; 5>	(5; 50)	<1; 5>	(5; 50)	<1; 50)	<1; 50)
Dwutlenek siarki (SO₂)						
Gaz ziemny	-	-	-	-	35 – jako pozostałe	35 – jako pozostałe
Biogaz	200	170	100	100	35 – jako pozostałe	35 – jako pozostałe
Niskokaloryczne gazy wielkopieczowe w hutnictwie żelaza i stali	200	200	200	200	800	200
Niskokaloryczne gazy koksownicze w hutnictwie żelaza i stali	400	400	400	400	800	400
Niskokaloryczny gaz uzyskiwany przy gazyfikacji pozostałości po rafinacji ropy naftowej*					800	35 – jako pozostałe
Gaz gardzielowy z pieca szybowego do topienia koncentratów miedzi*	200	35	15	15	600 ²⁾	35 – jako pozostałe
Gaz ciekły*					5	5
Inne paliwa gazowe (pozostałe gazy)	200	35	35	35	35	35
Tlenki azotu (NO_x)						
Gaz ziemny	250	200	100	100	150 – < 5MW 300 – ≤5; 50MW)	150
Biogaz	250	250	200	200		200
Niskokaloryczne gazy wielkopieczowe w hutnictwie żelaza i stali	250	250	200	200		
Niskokaloryczne gazy koksownicze w hutnictwie żelaza i stali	250	250	200	200		
Niskokaloryczny gaz uzyskiwany przy gazyfikacji pozostałości po rafinacji ropy naftowej*						
Gaz gardzielowy z pieca szybowego do topienia koncentratów miedzi*						
Gaz ciekły*						
Inne paliwa gazowe (pozostałe gazy)	250	250	200	200		
Pyl						
Gaz ziemny	-	-	-	-	5	5 - jako pozostałe
Biogaz	-	-	-	-	5 - jako pozostałe	5 - jako pozostałe
Niskokaloryczne gazy wielkopieczowe w hutnictwie żelaza i stali	-	-	-	-	10	10
Niskokaloryczne gazy koksownicze w hutnictwie żelaza i stali	-	-	-	-	5	5 - jako pozostałe
Niskokaloryczny gaz uzyskiwany przy gazyfikacji pozostałości po rafinacji ropy naftowej*					5	5 - jako pozostałe

Gazy wytwarzane przez przemysł stalowy, które mogą być użytkowane w innym miejscu*					50	30
Gaz gardzielowy z pieca szybowego do topienia koncentratów miedzi*					25 ²⁾ 5 ³⁾ – jako pozostałe	25 5 ³⁾ – jako pozostałe
Gaz ciekły*					5	5 - jako pozostałe
Inne paliwa gazowe (pozostałe gazy)	-	-	-	-	5	5

* rodzaje paliw gazowych wyszczególnione w rozporządzeniu w sprawie standardów emisyjnych, w dyrektywie MCP – ogólnie jako inne paliwa gazowe

¹⁾ odniesione do spalin suchych w warunkach standardowych, 273,15 K, ciśnienia 101,3 kPa i zawartości 3% tlenu

²⁾ źródła istniejące starsze – źródła, dla których pierwsze pozwolenie na budowę lub odpowiednik takiego pozwolenia wydano przed dniem 1 lipca 1987 r.

³⁾ źródła istniejące nowsze - źródła, dla których pierwsze pozwolenie na budowę lub odpowiednik takiego pozwolenia wydano po dniu 30 czerwca 1987 r., jeżeli wniosek o wydanie takiego pozwolenia został złożony przed dniem 27 listopada 2002 r., i które zostały oddane do użytkowania nie później niż w dniu 27 listopada 2003 r.

⁴⁾ źródła istniejące najnowsze - źródła, dla których wnioski o wydanie pozwolenia na budowę zostały złożone po dniu 26 listopada 2002 r., lub które zostały oddane do użytkowania po dniu 27 listopada 2003 r.

⁵⁾ źródła nowe – źródła, dla których pozwolenie na budowę wydano po dniu 6 stycznia 2013 r. lub które zostały oddane do użytkowania po dniu 7 stycznia 2014 r.

W przypadku SO₂ dyrektywa MCP nie określa standardu emisyjnego dla źródeł opalanych gazem ziemnym, w przeciwieństwie do przepisów krajowych, według których standard ten wynosi 35 mg/m³_n. Z kolei spalanie biogazu objęte jest w dyrektywie łagodniejszymi standardami, gdyż w obowiązującym obecnie rozporządzeniu w sprawie standardów emisyjnych paliwo to nie zostało wyróżnione i klasyfikowane jest do kategorii „pozostałe”, ze standardem na poziomie 35 mg/m³_n. Odwrotna sytuacja występuje w przypadku niskokalorycznych gazów uzyskiwanych przy gazyfikacji pozostałości po rafinacji ropy naftowej oraz gazów gardzielowych z pieca szybowego do topienia koncentratów miedzi, które są wyróżnione w rozporządzeniu w sprawie standardów emisyjnych i mają obecnie określony dość łagodny standard. Po wejściu w życie nowych wartości dopuszczalnych gazy te będą klasyfikowane do grupy „gazy pozostałe”. W przypadku NO_x dyrektywa MCP określa ostrzejsze wymagania dla źródeł istniejących starszych i istniejących nowszych (w rozumieniu rozporządzenia w sprawie standardów emisyjnych) opalanych niskokalorycznymi gazami wielkopieczowymi i koksowniczymi w hutnictwie żelaza i stali. Ponadto, dyrektywa MCP określa standardy NO_x dla źródeł o mocy do 5 MW na łagodniejszym poziomie niż ustanowione w krajowych regulacjach prawnych i nie określa dopuszczalnych wielkości emisji pyłu ze spalania paliw gazowych. Zgodnie z przyjętym założeniem, w tym zakresie zostaną utrzymane dotychczasowe wymagania krajowe.

Standardy emisyjne dla turbin gazowych (oraz silników wg dyrektywy MCP), mg/m³_n¹⁾

Rodzaj paliwa gazowego	Dyrektywa MCP				Rozporządzenie w sprawie standardów emisyjnych
		Źródła istniejące	Źródła nowe		turbiny istniejące najnowsze ²⁾ i turbiny nowe ³⁾
Nominalna moc cieplna [MW]	<1; 5>	(5; 50)	<1; 5>	(5; 50)	<1; 50)
Dwutlenek siarki (SO₂)					
Olej napędowy	-	-	-	-	850 – jako paliwa ciekłe
Inne paliwa ciekłe	120	120	120	120	850
Gaz ziemny	-	-	-	-	12 – jako paliwa gazowe ogółem
Biogaz	60	60	40	40	12 – jako paliwa gazowe ogółem
Niskokaloryczne gazy wielkopieczowe w hutnictwie	65	65	15-jako inne	15-jako inne	67

żelaza i stali					
Niskokaloryczne gazy koksownicze w hutnictwie żelaza i stali	130	130	15-jako inne	15-jako inne	133
Gaz skroplony*					2
Inne paliwa gazowe (pozostałe gazy; paliwa gazowe ogółem)	15	15	15	15	12
Tlenki azotu (NO_x)					
Olej napędowy	200-turbiny 250-silniki 1850 ⁴⁾	190-silniki 200-turbiny 1850 ⁴⁾	75-turbiny 190-silniki 225 ⁶⁾	75-turbiny 190-silniki 225 ⁶⁾	400-turbiny; jako paliwa ciekłe
Inne paliwa ciekłe	200-turbiny 250-silniki 1850 ⁴⁾	190-silniki o NMC (20; 50) 200-turbiny 225-silniki o NMC (5; 20> 1850 ⁴⁾	75-turbiny 190-silniki 225 ^{6), 7)}	75-turbiny 190-silniki 225 ^{6), 7)}	400-turbiny; jako paliwa ciekłe
Gaz ziemny	150-turbiny 190-silniki 380 ⁵⁾	150-turbiny 190-silniki 380 ⁵⁾	50-turbiny 95-silniki 190 ⁵⁾	50-turbiny 95-silniki 190 ⁵⁾	150-turbiny
Inne paliwa gazowe (pozostałe gazy; paliwa gazowe ogółem)	190-silniki 200-turbiny 380 ⁵⁾	190-silniki 200-turbiny 380 ⁵⁾	75-turbiny 190-silniki	75-turbiny 190-silniki	150-turbiny ³⁾ 200-turbiny ²⁾
Pył					
Olej napędowy	-	-	-	-	50
Inne paliwa ciekłe	20	10-dla NMC (20; 50) 20-dla NMC (5; 20>	20	10	50
Gaz ziemny	-	-	-	-	5 – jako pozostałe gazy
Niskokaloryczne gazy wielkopiecowe w hutnictwie żelaza i stali	-	-	-	-	10
Gazy wytwarzane przez przemysł stalowy, które mogą być użytkowane w innym miejscu*					30
Gaz gardzielowy z pieca szybowego do topienia koncentratów miedzi*					25
Inne paliwa gazowe (pozostałe gazy; paliwa gazowe ogółem)	-	-	-	-	5

*rodzaje paliw gazowych wyszczególnione w rozporządzeniu w sprawie standardów emisyjnych, w dyrektywie MCP - inne paliwa gazowe

¹⁾ odniesione do spalin suchych w warunkach standardowych, 273,15 K, ciśnienia 101,3 kPa i zawartości 15% tlenu

²⁾ turbiny istniejące najnowsze - turbiny, dla których wnioski o wydanie pozwolenia na budowę zostały złożone po dniu 30 czerwca 2002 r., lub które zostały oddane do użytkowania po dniu 27 listopada 2003 r.

³⁾ turbiny nowe – turbiny, dla których pozwolenie na budowę wydano po dniu 6 stycznia 2013 r. lub które zostały oddane do użytkowania po dniu 7 stycznia 2014 r.

⁴⁾ w następujących przypadkach:

- dla silników Diesla, których budowę rozpoczęto przed dniem 18 maja 2006 r.;
- dla silników dwupaliwowych w trybie zasilania paliwem ciekłym.

⁵⁾ dla silników dwupaliwowych w trybie zasilania paliwem gazowym

⁶⁾ dla silników dwupaliwowych w trybie zasilania paliwem ciekłym

⁷⁾ dla silników Diesla o prędkości obrotowej ≤ 1200 obr./min i całkowitej nominalnej mocy cieplnej ≤ 20 MW.

W przypadku istniejących turbin gazowych i silników opalanych gazem ziemnym dyrektywa MCP nie wprowadza ostrzejszych standardów emisyjnych NO_x niż obowiązujące obecnie w Polsce. Istotna różnica jest widoczna w przypadku nowych obiektów tego typu. Dla pozostałych paliw gazowych standardy emisyjne NO_x są obecnie ostrzejsze niż określone w dyrektywie.

W przypadku nowych turbin gazowych wymagania według dyrektywy MCP są ostrzejsze od obecnie obowiązujących. Podobnie jest w przypadku turbin gazowych, w których wykorzystuje się paliwa ciekłe inne niż olej napędowy.

II. Zmiany inne niezwiązane z transpozycją postanowień dyrektywy MCP.

1. W § 6 usunięto ust. 5 dotyczący źródeł, które powinny być wyłączone z eksploatacji nie później niż w dniu 31 grudnia 2015 r., a w konsekwencji także załącznik nr 5 do rozporządzenia, który dotyczy tych źródeł. Z pozostałych ustępów tego paragrafu usunięto frazy mające odniesienie do okresu do końca 2015 r.
2. W § 15 ust. 1 pkt 3 słowa: „które są oczyszczone w stopniu” zastąpiono słowami „które są oczyszczone w takim stopniu, że przed spalaniem nie są już odpadami”, w celu pełnej transpozycji art. 42 ust. 1 akapit drugi dyrektywy IED.
3. Usunięto przepisy § 39 i 40 mające odniesienie do okresu do końca 2015 r.
4. W przepisie przejściowym określającym sposób rozliczania czasu użytkowania źródeł szczytowych (w okresie przejściowym jest to sposób inny niż wynikający z obliczania średniej kroczącej z pięciu lat) – odpowiadającym § 41 obowiązującego rozporządzenia – dodano dodatkową grupę źródeł. Są to źródła objęte derogacjami traktatowymi w odniesieniu do dyrektywy 2001/80/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 23 października 2001 r. w sprawie ograniczenia emisji niektórych zanieczyszczeń do powietrza z dużych obiektów energetycznego spalania. Zmiana ta pozwoli na przedstawienie niektórych z tych źródeł po zakończeniu derogacji w reżim pracy określony dla źródeł szczytowych. Analogiczną zmianę wprowadzono w załączniku nr 1 do rozporządzenia, poprzez zmianę uwagi pod objaśnieniami do tego załącznika.
5. W objaśnieniach do załącznika nr 1:
 - 1) przeredagowano objaśnienie nr 4 w sposób usuwający wątpliwości interpretacyjne dotyczące stosowania odstępstw dla źródeł szczytowych w zakresie standardów emisyjnych tlenków azotu dla źródeł opalanych paliwem stałym,
 - 2) usunięto objaśnienia mające odniesienie do okresu do końca 2015 r.
6. W załączniku nr 2 usunięto objaśnienia mające odniesienie do okresu do końca 2015 r., a także pkt IV dotyczący okresu do 31 grudnia 2017 r. (zgodnie z § 41 projektowanego rozporządzenia powinno ono wejść w życie z dniem 1 stycznia 2018 r).
7. W załączniku nr 3 usunięto objaśnienia mające odniesienie do okresu do końca 2015 r.
8. W załączniku nr 7 (w obecnym rozporządzeniu – nr 8) usunięto przepisy mające odniesienie do okresu do końca 2015 r. i w pkt 1 tego załącznika – w objaśnieniu znaczenia symbolu Cproc - przywołano prawidłowe numery tabel (2-7 zamiast 2-4).
9. W załączniku nr 9 (nr 10 w obowiązującym rozporządzeniu) skorygowano numery niektórych objaśnień w tabeli 1.

III. Wpływ projektu rozporządzenia na działalność mikroprzedsiębiorców, małych i średnich przedsiębiorców.

Projektowane rozporządzenie będzie miało wpływ na działalność niektórych mikroprzedsiębiorców, małych i średnich przedsiębiorców eksploatujących średnie źródła spalania paliw. Zaostrzenie niektórych wymagań emisyjnych dla istniejących średnich źródeł spalania paliw, zwłaszcza w zakresie pyłu dla źródeł opalanych węglem lub biomasą oraz SO₂ dla źródeł opalanych węglem o mocy 20-50 MW, spowoduje potrzebę podjęcia przez operatorów tych źródeł decyzji co do

sposobu dostosowania do ostrzejszych wymagań. W każdym indywidualnym przypadku niezbędna będzie ekonomiczna analiza uwzględniająca specyficzne uwarunkowania dla danego źródła tj. ograniczenia techniczne, finansowe itd. Skali obciążeń wynikających ze zmiany wymagań emisyjnych i ich wpływu na warunki funkcjonowania przedsiębiorstw, w szczególności tych, w których są eksploatowane źródła spalania paliw, do których stosowane będą mechanizmy derogacyjne dopuszczone dyrektywą MCP (uwzględnione poprzez zmianę przepisów ustawy PoS), nie można obecnie ocenić, ponieważ są one uzależnione od wielu czynników, w tym od indywidualnych decyzji operatorów co do warunków dalszej eksploatacji posiadanych źródeł, ewentualnie budowy nowych obiektów. Strategia dostosowania do wymagań w poszczególnych zakładach może się znacznie różnić, począwszy od realizacji działań technicznych w obrębie eksploatowanych źródeł spalania, a skończywszy na wyłączeniu źródła lub ograniczeniu jego mocy. Każdy operator będzie także indywidualnie decydował o skorzystaniu z możliwych mechanizmów derogacyjnych. Z informacji zawartych w raportach wprowadzanych do Krajowej bazy o emisjach gazów cieplarnianych i innych substancji wynika, że w części zakładów, które będą objęte wymaganiami dyrektywy MCP, są eksploatowane urządzenia ochronne ograniczające emisję gwarantujące dotrzymanie nowych zaostrzonych standardów pyłu (elektrofiltry, filtry workowe). Jednakże źródła te nie posiadają instalacji ograniczających emisję zanieczyszczeń gazowych do powietrza, a w niektórych przypadkach dotrzymanie zaostrzonych standardów będzie wymagało wybudowania instalacji ograniczających te emisje. Wobec wielu uwarunkowań dla poszczególnych operatorów nie jest możliwe określenie zakresu działań, które gwarantować będą zgodność eksploatacji średnich źródeł spalania paliw z wymaganiami wynikającymi z dyrektywy MCP. W celu określenia niezbędnych metod redukcji emisji oraz ich skuteczności podmioty indywidualnie będą analizowały stan techniczny źródeł i podejmowały decyzję co do sposobu ich dostosowania do ostrzejszych wymagań. Obszar dostosowania źródeł do wymagań dyrektywy MCP jest przez prowadzących instalacje i organizacje branżowe (np. Izba Gospodarcza Ciepłownictwo Polskie) na etapie dość wczesnego rozpoznawania. Istotne jest przy tym, że obniżenie emisji z istniejących średnich źródeł spalania paliw do poziomu wynikającego z załącznika II do dyrektywy MCP wymagane jest w terminach dość odległych:

- do 1 stycznia 2030 r. – dla źródeł o nominalnej mocy cieplnej do 5 MW,
- do 1 stycznia 2025 r. – dla źródeł o nominalnej mocy cieplnej większej niż 5 MW i mniejszej niż 50 MW.

Z dniem wejścia w życie niniejszego rozporządzenia straci moc obowiązujące dotychczas rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 4 listopada 2014 r. w sprawie standardów emisyjnych dla niektórych rodzajów instalacji, źródeł spalania paliw oraz urządzeń spalania lub współspalania odpadów (Dz. U. poz.1546 i 1631). Zawarte w § 39–41 przepisy przejściowe obejmują wszystkie sytuacje intertemporalne, które się zdarzą po wejściu w życie nowego rozporządzenia.

Projekt rozporządzenia zostanie zamieszczony na stronie Rządowego Centrum Legislacji, w zakładce Rządowy Proces Legislacyjny, zgodnie z ustawą z dnia 7 lipca 2005 r. o działalności lobbiningowej w procesie stanowienia prawa (Dz. U. z 2017 r. poz. 284).

Projekt rozporządzenia jest zgodny z przepisami prawa Unii Europejskiej. Projekt rozporządzenia nie zawiera przepisów technicznych, w związku z tym nie podlega notyfikacji zgodnie z przepisami rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 23 grudnia 2002 r. w sprawie sposobu funkcjonowania krajowego systemu notyfikacji norm i aktów prawnych (Dz. U. z 2003 r. poz. 2039 i z 2004 r. poz. 597).

P.P.

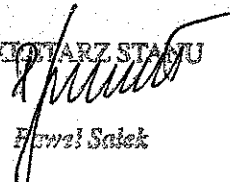
dn. 10.11.



10.11.2017
Dyrektor Departamentu
Ochrony Powietrza i Klimatu

Agnieszka Sosnowska

SEKRETARZ STANU


Paweł Sałek

<p>Nazwa projektu Projekt rozporządzenia Ministra Środowiska w sprawie standardów emisyjnych dla niektórych rodzajów instalacji, źródeł spalania paliw oraz urządzeń spalania lub współspalania odpadów.</p> <p>Ministerstwo wiodące i ministerstwa współpracujące Ministerstwo Środowiska</p> <p>Osoba odpowiedzialna za projekt w randze Ministra, Sekretarza Stanu lub Podsekretarza Stanu Paweł Sałek – Sekretarz Stanu</p> <p>Kontakt do opiekuna merytorycznego projektu Kinga Majewska – Zastępca Dyrektora Departamentu Ochrony Powietrza i Klimatu kinga.majewska@mos.gov.pl, tel. 22 3692437</p>	<p>Data sporządzenia 9 listopada 2017 r.</p> <p>Źródło: art. 146 ust. 3 ustawy z dnia 27 kwietnia 2001 r. - Prawo ochrony środowiska (Dz. U. z 2017 r. poz. 519, 785, 898, 1089, 1529, 1566, 1888 i 1999)</p> <p>Nr w wykazie prac legislacyjnych - 404</p>
---	--

OCENA SKUTKÓW REGULACJI

1. Jaki problem jest rozwiązywany?

W dniu 18 grudnia 2015 r. weszła w życie Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2015/2193 z dnia 25 listopada 2015 r. w sprawie ograniczenia emisji niektórych zanieczyszczeń do powietrza ze średnich obiektów energetycznego spalania (dalej: „dyrektywa MCP”). W dyrektywie MCP zwrócono uwagę na fakt, że emisje zanieczyszczeń pochodzących ze spalania paliw w średnich obiektach energetycznego spalania zasadniczo nie są regulowane na poziomie Unii, mimo że w coraz większym stopniu przyczyniają się one do zanieczyszczenia powietrza. Dyrektywa MCP określa w załączniku II dopuszczalne wielkości emisji w zakresie dwutlenku siarki, tlenku i dwutlenku azotu w przeliczeniu na dwutlenek azotu oraz pyłu dla wszystkich średnich źródeł spalania paliw, tj. źródeł o nominalnej mocy cieplnej nie mniejszej niż 1 MW i mniejszej niż 50 MW.

W Polsce wszystkie średnie źródła spalania paliw są już obecnie objęte wymaganiami emisyjnymi, na mocy rozporządzenia Ministra Środowiska z dnia 4 listopada 2014 r. w sprawie standardów emisyjnych dla niektórych rodzajów instalacji, źródeł spalania paliw oraz urządzeń spalania lub współspalania odpadów (Dz. U. poz.1546 i 1631). Wymagania te, w przypadku niektórych zanieczyszczeń i paliw (np. dla niektórych źródeł opalanych paliwami stałymi w zakresie dwutlenku siarki i pyłu, dla niektórych źródeł opalanych paliwami ciekłymi lub gazowymi – w zakresie dwutlenku siarki, a także dla niektórych turbin gazowych – w zakresie tlenków azotu), są łagodniejsze od określonych w dyrektywie, co powoduje konieczność wprowadzenia do tego rozporządzenia odpowiednich zmian. Zgodnie z art. 17 dyrektywy MCP, państwa członkowskie powinny przyjąć do dnia 19 grudnia 2017 r. regulacje zapewniające wykonanie postanowień dyrektywy.

2. Rekomendowane rozwiązanie, w tym planowane narzędzia interwencji, i oczekiwany efekt

Problem zostanie rozwiązany poprzez zmianę wymagań dotyczących standardów emisyjnych w zakresie, w jakim w obecnie obowiązującym rozporządzeniu standardy emisyjne dla źródeł spalania paliw o nominalnej mocy cieplnej nie mniejszej niż 1 MW i mniejszej niż 50 MW są łagodniejsze od dopuszczalnych wielkości emisji określonych w załącznikach do dyrektywy MCP. Uwzględniając zakres zmian przewidzianych do wprowadzenia do rozporządzenia w sprawie standardów emisyjnych dla niektórych rodzajów instalacji, źródeł spalania paliw oraz urządzeń spalania lub współspalania odpadów, nie proponuje się zmiany obowiązującego rozporządzenia, lecz wydanie nowego aktu prawnego. Przepisy projektowanego rozporządzenia będą przenosić do prawa polskiego emisyjne postanowienia dyrektywy MCP, z uwzględnieniem faktu, iż źródła istniejące (rozumiane jako źródła oddane do użytkowania przed dniem 20 grudnia 2018 r., a w przypadku, gdy pozwolenie na budowę źródła wydano przed dniem 19 grudnia 2017 r. – oddane do użytkowania nie później niż w dniu 20 grudnia 2018 r.) wymagać będą dostosowania do tych wymagań w terminie do 1 stycznia 2025 r. (źródła o nominalnej mocy cieplnej większej niż 5 MW) albo do 1 stycznia 2030 r. (źródła o nominalnej mocy cieplnej nie większej niż 5 MW).

3. Jak problem został rozwiązany w innych krajach, w szczególności krajach członkowskich OECD/UE?

Przedmiotowe rozporządzenie stanowi transpozycję dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2015/2193 z dnia 25 listopada 2015 r. w sprawie ograniczenia emisji niektórych zanieczyszczeń do powietrza ze średnich obiektów

energetycznego spalania. Szczegółowe rozwiązania co do formy wykonania przepisów tej dyrektywy są zależne od systemów prawnych w poszczególnych państwach. Dla Polski najlepszym rozwiązaniem wdrożenia przepisów dyrektywy dotyczących dopuszczalnych emisji jest wydanie rozporządzenia – jest to akt prawa powszechnie obowiązujący. Dopuszczalne wielkości emisji określone w dyrektywie muszą być uwzględnione przez wszystkie kraje członkowskie. Różnice między poszczególnymi krajami mogą pojawić się tylko w zakresie zastosowania narzędzia prawnego służącego implementacji – z zależności o systemu prawnego funkcjonującego w danym kraju. W związku z powyższym nie prezentuje się opisu rozwiązań problemu w innych krajach UE.

4. Podmioty, na które oddziałuje projekt

Grupa	Wielkość	Źródło danych	Oddziaływanie
Operatorzy źródeł spalania paliw o nominalnej mocy cieplnej nie mniejszej niż 1 MW i mniejszej niż 50 MW, eksploatowanych w MŚP oraz w osiedlowych kotłowniach.	4812 źródeł, w tym: 3441 źródeł o mocy 1-5 MW, 1259 źródeł o mocy 5-20 MW, 112 źródeł o mocy 20-50 MW.	Dane dotyczące liczby średnich źródeł spalania paliw są ustalone na podstawie raportów wprowadzonych do Krajowej bazy o emisjach gazów cieplarnianych i innych substancji (dane KOBiZE za 2015 r.).	Obniżenie emisji ze źródeł istniejących do wielkości wynikającej z załącznika II do dyrektywy MCP w terminie do dnia: - 1 stycznia 2030 r. dla źródeł o nominalnej mocy cieplnej do 5 MW, - 1 stycznia 2025 r. dla źródeł o nominalnej mocy cieplnej większej od 5 MW i mniejszej od 50 MW.

5. Informacje na temat zakresu, czasu trwania i podsumowanie wyników konsultacji

Projekt rozporządzenia zostanie przesłany do konsultacji publicznych do następujących podmiotów:

- Polski Komitet Energii Elektrycznej,
- Izba Gospodarcza Ciepłownictwo Polskie,
- Izba Energetyki Przemysłowej,
- Biuro Studiów i Projektów Energetycznych „Energoprojekt”,
- Zachodniopomorski Uniwersytet Technologiczny w Szczecinie,
- Politechnika Warszawska,
- Politechnika Wrocławska,
- Instytut Ochrony Środowiska,
- Instytut na Rzecz Ekorozwoju,
- Instytut Ekologii Terenów Uprzemysłowionych,
- Polska Izba Ekologii,
- Zielone Mazowsze,
- Polska Zielona Sieć,
- Liga Ochrony Przyrody,
- Polski Klub Ekologiczny,
- ATMOTERM S.A.,
- Ekometria - Biuro Studiów i Pomiarów Proekologicznych,
- Polskie Stowarzyszenie Laboratoriów Emisyjnych,
- Centrum Prawa Ekologicznego.

Projekt rozporządzenia zostanie przesłany do opiniowania do następujących podmiotów:

- wojewodowie,
- marszałkowie województw,
- wojewódzcy inspektorzy ochrony środowiska,
- Główny Inspektorat Sanitarny,
- Generalny Inspektor Ochrony Danych Osobowych,
- Główny Urząd Statystyczny,
- Polski Komitet Normalizacyjny,
- Polskie Centrum Akredytacji,
- Państwowa Rada Ochrony Środowiska,

- Państwowa Rada Ochrony Przyrody,
- Polska Akademia Nauk.

Projekt rozporządzenia zostanie przekazany do zaopiniowania w trybie ustawy z dnia 23 maja 1991 r. o organizacjach pracodawców (Dz. U. z 2015 r. poz. 2029) do następujących podmiotów:

2. Konfederacja „Lewiatan”,
3. Pracodawcy Rzeczypospolitej Polskiej,
4. Związek Pracodawców Business Centre Club,
5. Związek Rzemiosła Polskiego.

Projekt rozporządzenia zostanie przekazany do konsultacji i uzgodnień na okres 10 dni oraz zamieszczony w Biuletynie Informacji Publicznej Rządowego Centrum Legislacji w zakładce Rządowy Proces Legislacyjny, zgodnie z art. 5 ustawy z dnia 7 lipca 2005 r. o działalności lobbingsowej w procesie stanowienia prawa (Dz. U. Nr 169, poz. 1414, z późn. zm.). Zgodnie z art. 8 ust. 1 ustawy z dnia 6 maja 2005 r. o Komisji Wspólnej Rządu i Samorządu Terytorialnego oraz o przedstawicielach Rzeczypospolitej Polskiej w Komitecie Regionów Unii Europejskiej (Dz. U. Nr 90, poz. 759) projekt rozporządzenia wraz z uzasadnieniem i OSR zostanie skierowany do zaopiniowania przez Komisję Wspólną Rządu i Samorządu Terytorialnego. Projekt nie dotyczy spraw, o których mowa w art. 1 ustawy z dnia 24 lipca 2015 r. o Radzie Dialogu Społecznego (Dz. U. poz. 1240). Z uwagi na zakres projektu, który nie dotyczy problematyki zadań związków zawodowych projekt nie podlega opiniowaniu przez reprezentatywne związki zawodowe.

6. Wpływ na sektor finansów publicznych

(ceny stałe z r.)	Skutki w okresie 10 lat od wejścia w życie zmian [mln zł]						
	0 (2017)	1 (2018)	2 (2019)	3 (2020)	5 (2022)	10 (2027)	Łącznie (0-10)
Dochody ogółem	-	-	-	-	-	-	brak wpływu
budżet państwa	-	-	-	-	-	-	-
JST	-	-	-	-	-	-	-
pozostałe jednostki (oddzielnie)	-	-	-	-	-	-	-
Wydatki ogółem	-	-	-	-	-	-	brak wpływu
budżet państwa	-	-	-	-	-	-	-
JST	-	-	-	-	-	-	-
pozostałe jednostki (NFOŚiGW)	-	-	-	-	-	-	-
Saldo ogółem	-	-	-	-	-	-	brak wpływu
budżet państwa	-	-	-	-	-	-	-
JST	-	-	-	-	-	-	-
pozostałe jednostki (NFOŚiGW)	-	-	-	-	-	-	-

Źródła finansowania	brak
Dodatkowe informacje, w tym wskazanie źródeł danych i przyjętych do obliczeń założeń	<p>Transpozycja dyrektywy MCP w zakresie wdrożenia nowych standardów emisyjnych nie powinna mieć bezpośredniego wpływu na dochody i wydatki budżetu państwa oraz budżety jednostek samorządu terytorialnego.</p> <p>Standardy emisyjne określone w rozporządzeniu w sprawie standardów emisyjnych są to – zgodnie definicją zamieszczoną w art. 3 pkt 33 ustawy z dnia 27 kwietnia 2001 r. - Prawo ochrony środowiska (Dz. U. z 2017 r. poz. 519, z późn. zm.), zwanej dalej „ustawą Poś” – dopuszczalne wielkości emisji. Mają one istotne znaczenie dla kształtowania warunków pozwoleń na wprowadzanie gazów lub pyłów do powietrza oraz pozwoleń zintegrowanych. Pozwolenia te są wydawane przez marszałków województw, starostów lub regionalnych dyrektorów ochrony środowiska, odpowiednio do rodzaju i wielkości instalacji oraz obszaru, na którym są one zlokalizowane. Przeniesienie do rozporządzenia w sprawie standardów emisyjnych wielkości dopuszczalnych emisji określonych w dyrektywie MCP spowoduje konieczność zmiany wielu pozwoleń na emisję obowiązujących obecnie dla źródeł spalania paliw objętych standardami emisyjnymi. Sprawa ta wymagać będzie indywidualnej oceny w odniesieniu do każdego źródła, do którego przepisy rozporządzenia będą miały zastosowanie.</p> <p>W przypadku korzystania ze środowiska z przekroczeniem wielkości dopuszczalnych emisji</p>

określonych w pozwoleniu, podmiot korzystający ze środowiska ponosi administracyjną karę pieniężną. Karę wymierza w drodze decyzji wojewódzki inspektor ochrony środowiska, za każdą substancję wprowadzaną do powietrza z przekroczeniem warunków określonych w pozwoleniu. Podstawą stwierdzenia przekroczenia są

- 1) kontrole, a w szczególności dokonane w ich trakcie pomiary,
- 2) pomiary wielkości emisji prowadzone przez podmiot korzystający ze środowiska, obowiązany do dokonania pomiarów.

Zgodnie z art. 277 ust. 3 i 4 ustawy Poś, kary są wnoszone na rachunek wojewódzkiego inspektora ochrony środowiska i stanowią przychody Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej, wojewódzkich funduszy ochrony środowiska i gospodarki wodnej oraz dochody budżetów powiatów i budżetów gmin. Karę wymierza się za każdą substancję wprowadzaną do powietrza z przekroczeniem warunków określonych w pozwoleniu (art. 298 ust. 1 pkt. 1), w wysokości 10-krotnej wielkości jednostkowej stawki opłat za wprowadzanie gazów lub pyłów do powietrza (art. 309 ust. 1).

Dochodów z tytułu administracyjnych kar pieniężnych za korzystanie ze środowiska z przekroczeniem warunków określonych w pozwoleniu nie można oszacować, ponieważ nie można przewidzieć liczby podmiotów, które będą podlegały karze, ani też zakresu i czasu utrzymywania się ewentualnych przekroczeń. Wysokość kary nie zależy od rodzaju spalnego paliwa, jak również od rodzaju lub wielkości źródła, a jedynie od rodzaju substancji, której dopuszczalna emisja została przekroczona, wielkości przekroczenia oraz czasu jego trwania. Zgodnie z art. 309 ustawy Poś karę za przekroczenie ilości substancji dopuszczonych do wprowadzania do powietrza w pozwoleniu na emisję wymierza się w wysokości 10-krotnej wielkości jednostkowej stawki opłat za wprowadzanie gazów lub pyłów do powietrza. Obecnie jednostkowe stawki opłat za emisję dwutlenku siarki, tlenków azotu (w przeliczeniu na dwutlenek azotu) i pyłu wynoszą odpowiednio: 0,53 zł, 0,53 zł i 0,35 zł za każdy kilogram substancji wprowadzony do powietrza. W przypadku gdy przekroczenie dopuszczalnej emisji obejmowałoby dwutlenek siarki na poziomie 1 kg/h, a czas trwania przekroczenia wynosiłby np. 1000 godzin w roku (tj. ok. 1,5 miesiąca ciągłej pracy źródła), wysokość kary przy obecnych jednostkowych stawkach opłat wynosiłaby 5300 zł.

7. Wpływ na konkurencyjność gospodarki i przedsiębiorczość, w tym funkcjonowanie przedsiębiorców oraz na rodzinę, obywateli i gospodarstwa domowe

Skutki

Czas w latach od wejścia w życie zmian		0	1	2	3	5	10	Łącznie(0-10)
W ujęciu pieniężnym (w mln zł, ceny stałe z r.)	duże przedsiębiorstwa	-	-	-	-	-	-	brak możliwości określenia wpływu
	sektor mikro-, małych i średnich przedsiębiorstw	-	-	-	-	-	-	brak możliwości określenia wpływu
	rodzina, obywatele oraz gospodarstwa domowe	-	-	-	-	-	-	brak możliwości określenia wpływu
W ujęciu niepieniężnym	duże przedsiębiorstwa	-	-	-	-	-	-	
	sektor mikro-, małych i średnich przedsiębiorstw	-	-	-	-	-	-	
	rodzina, obywatele oraz gospodarstwa domowe	-	-	-	-	-	-	
Niemierzalne	sektor mikro-, małych i średnich przedsiębiorstw	-	-	-	-	-	-	

<p>Dodatkowe informacje, w tym wskazanie źródeł danych i przyjętych do obliczeń założeń</p>	<p>Obniżenie emisji z istniejących średnich źródeł spalania paliw do poziomu wynikającego z załącznika II do dyrektywy MCP jest wymagane w terminach dość odległych:</p> <ul style="list-style-type: none"> - do 1 stycznia 2030 r. – dla źródeł o nominalnej mocy cieplnej do 5 MW, - do 1 stycznia 2025 r. – dla źródeł o nominalnej mocy cieplnej większej niż 5 MW i mniejszej niż 50 MW. <p>Wprowadzenie nowych ostrzejszych standardów emisyjnych dla istniejących średnich źródeł spalania paliw, zwłaszcza w zakresie pyłu dla źródeł opalanych węglem lub biomasą oraz SO₂ dla źródeł opalanych węglem o mocy 20-50 MW, może mieć wpływ na konkurencyjność gospodarki i przedsiębiorczość. Operatorzy średnich źródeł istniejących będą musieli podjąć decyzje dotyczące sposobu dostosowania do ostrzejszych wymagań emisyjnych. W każdym indywidualnym przypadku niezbędna będzie ekonomiczna analiza uwzględniająca specyficzne uwarunkowania dla danego źródła tj. ograniczenia techniczne, finansowe itd. Przejściowo, z uwagi na koszty ponoszone na działania dostosowawcze, możliwe jest obniżenie konkurencyjności wewnętrznej niektórych podmiotów, ponieważ dotrzymanie nowych standardów emisyjnych wymagać będzie podjęcia działań dostosowawczych.</p> <p>Skali obciążeń wynikających ze zmiany wymagań emisyjnych i ich wpływu na warunki funkcjonowania przedsiębiorstw, w szczególności tych, w których są eksploatowane źródła spalania paliw, do których stosowane będą mechanizmy derogacyjne dopuszczone dyrektywą MCP, nie można obecnie ocenić, ponieważ są one uzależnione od wielu czynników, w tym od indywidualnych decyzji operatorów co do warunków dalszej eksploatacji posiadanych źródeł, ewentualnie budowy nowych obiektów. Strategia dostosowania do wymagań w poszczególnych zakładach może się znacznie różnić, począwszy od realizacji różnych działań technicznych w obrębie eksploatowanych źródeł spalania, a skończywszy na wyłączeniu źródła lub ograniczeniu jego mocy. Każdy operator będzie także indywidualnie decydował o skorzystaniu z możliwych mechanizmów derogacyjnych. Z informacji zawartych w raportach wprowadzanych do Krajowej bazy o emisjach gazów cieplarnianych i innych substancji wynika, że w części zakładów, które będą objęte wymaganiami dyrektywy MCP, są eksploatowane urządzenia ochronne ograniczające emisję gwarantujące dotrzymanie nowych zaostrożonych standardów pyłu (elektrofiltry, filtry workowe). Jednakże źródła te nie posiadają instalacji ograniczających emisję zanieczyszczeń gazowych do powietrza, a w niektórych przypadkach dotrzymanie zaostrożonych standardów będzie wymagało wybudowania dla tych źródeł wysokosprawnych instalacji odsiarczania lub odazotowania spalin oraz wysokosprawnych urządzeń odpylających. Wobec wielu uwarunkowań dla poszczególnych operatorów, nie jest możliwe określenie zakresu i kosztów realizacji działań, które gwarantować będą zgodność eksploatacji średnich źródeł spalania paliw z wymaganiami wynikającymi z dyrektywy MCP, przenoszonymi do polskiego prawa. Obszar dostosowania średnich źródeł spalania paliw do wymagań dyrektywy MCP jest przez prowadzących instalacje i organizacje branżowe (np. Izba Gospodarcza Ciepłownictwo Polskie) na etapie dość wczesnego rozpoznawania. W celu określenia niezbędnych metod redukcji emisji oraz ich skuteczności podmioty indywidualnie będą analizowały stan techniczny źródeł i podejmowały decyzję co do ich wykorzystania lub dostosowania do ostrzejszych wymagań.</p> <p>Jak wspomniano wcześniej, głównym wyzwaniem, które stanie przed podmiotami eksploatującymi średnie źródła spalania paliw będzie spełnienie standardów emisyjnych dwutlenku siarki i pyłu dla istniejących kotłów opalanych węglem kamiennym oraz biomasą.</p> <p>W źródłach spalania paliw o nominalnej mocy cieplnej nie mniejszej niż 1 MW i mniejszej niż 50 MW możliwe są do zastosowania tzw. pierwotne i wtórne metody ograniczania emisji. Metody pierwotne związane są z technologią spalania paliwa, tj. z organizacją procesu spalania i techniką jego realizacji oraz jakością paliwa. Mają one szczególne znaczenie w odniesieniu do źródeł spalania paliw o nominalnej mocy cieplnej do 5 MW, zwłaszcza w odniesieniu do paliw stałych. Wtórne metody ograniczania emisji dotyczące zmniejszenia emisji pyłu, tlenków azotu (NO_x) i dwutlenku siarki (SO₂) z powodzeniem są stosowane w obiektach energetycznego spalania dużej mocy (powyżej 50 MW), a w przypadku średnich źródeł (w zakresie 1-50 MW) nie są powszechnie stosowane w zakresie redukcji SO₂ i NO_x z uwagi na wielkości obecnie obowiązujących standardów emisyjnych oraz na uwarunkowania ekonomiczne i techniczne.</p> <p>Pierwotne metody ograniczania emisji ze średnich obiektów spalania paliw obejmują:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Stosowanie paliw niskoemisyjnych – w przypadku planowania budowy nowych źródeł albo konieczności wymiany źródeł wyeksploatowanych zastosowanie obiektów spalania paliw charakteryzujących się niższymi wskaźnikami emisji, takich jak gaz ziemny i olej opałowy lekki.
---	---

Analiza danych, którymi dysponuje KOBiZE, wykazała, że wśród źródeł o mocy 1-5 MW największy udział mają źródła opalane gazem ziemnym - 46%, źródła na węgiel kamienny - 24%, na paliwa ciekłe - 13%, a na biomasę - 7%. Wśród źródeł o mocy 5-20 MW największy udział mają źródła opalane węglem kamiennym - 58%, źródła na gaz ziemny - 21%, na paliwa ciekłe - 5%, a na biomasę - 3%. Wśród źródeł o mocy 20-50 MW największy udział mają źródła opalane węglem kamiennym - 56%, źródła na gaz ziemny - 14%, na paliwa ciekłe - 5%, a na biomasę - 2%. Najpowszechniejszym paliwem w grupie źródeł o mocy 1-5 MW jest paliwo gazowe, w przypadku większych źródeł przeważają źródła opalane węglem kamiennym z uwagi na znacznie niższe koszty i większą dostępność tego paliwa. Ze względu na niską emisję SO₂ i pyłu ze spalania gazu ziemnego w dyrektywie MCP emisje te nie są limitowane. W przypadku paliw ciekłych (innych niż olej napędowy) standard emisyjny SO₂ na poziomie 350 mg/m³_n jest możliwy do spełnienia bez dodatkowych instalacji oczyszczania spalin przy zawartości siarki w paliwie poniżej 0,2% (maksymalna zawartość siarki w standardowych olejach lekkich wynosi 0,1%, co odpowiada emisji SO₂ na poziomie 170 mg/m³_n).

2. Poprawę parametrów technicznych eksploatowanych źródeł spalania paliw mających wpływ na wielkości emisji z procesu spalania.

Wzrost sprawności energetycznej źródeł spalania paliw stałych przekłada się bezpośrednio na redukcję ilości emitowanych zanieczyszczeń - produktów niepełnego spalania substancji organicznej wprowadzonej w paliwie. Straty energii cieplnej spowodowane są trzema zjawiskami. Są to niecałkowite i niezupełne spalanie, straty wylotowe i straty promieniowania. Sprawność obecnie stosowanych kotłów wynika w dużej mierze z temperatury spalin odprowadzanych do otoczenia (tzw. strata wylotowa sięgająca 6-25%). Do jej zmniejszenia dąży się poprzez maksymalne dopuszczalne obniżenie temperatury spalin opuszczających kocioł w ogrzewaczach powietrza oraz stosowanie małego nadmiaru powietrza.

3. Stosowanie paliw kopalnych o lepszych parametrach jakościowych.

Redukcja emisji SO₂ ze spalania węgla jest możliwa poprzez zastosowanie paliwa o odpowiednich parametrach - o niskiej zawartości siarki, gdyż w procesie spalania węgla większość siarki zawartej w paliwie (70-95%) przechodzi do gazów spalinowych w postaci tlenków siarki, głównie SO₂. W opracowaniu wykonanym w 2014 r. (na etapie prac nad projektem dyrektywy MCP) na zlecenie Izby Gospodarczej Ciepłownictwo Polskie przez Instytut Badań Stosowanych Politechniki Warszawskiej Sp. z o.o. podano, że dopiero przy zawartości siarki w węglu na poziomie 0,55% możliwe jest osiągnięcie standardu na poziomie 1100 mg/m³_n (określonego ostatecznie w dyrektywie dla źródeł istniejących o mocy do 20 MW). Natomiast dotrzymanie standardu 400 mg/m³_n (ustanowionego w dyrektywie dla źródeł większej mocy) mógłby zapewnić węgiel o zawartości siarki na poziomie około 0,2%. Wskazano także, że powszechnie stosowane metody obniżenia zawartości siarki w węglu pozwalają na odsiarczenie go do poziomu około 0,5%. Koszt takiego procesu to około 7-10 zł/Mg.

Wtórne metody ograniczania emisji, dotyczące przede wszystkim usuwania pyłu z gazów odlotowych oraz redukcji emisji SO₂ i NO_x, stosowane są z powodzeniem w instalacjach spalania większej mocy. Ich implementacja do instalacji spalania średniej mocy napotyka na bariery techniczne i ekonomiczne w zakresie kotłów o nominalnej mocy cieplnej 1-5 MW. Ograniczenia techniczne wynikają przede wszystkim z gabarytów zarówno urządzeń redukcyjnych, jak i obiektów spalania o mocy 1-5 MW, a także dość często ograniczonej przestrzeni dla rozbudowy tych instalacji o dodatkowe urządzenia redukcyjne. Ograniczenia techniczne są ściśle powiązane z aspektami ekonomicznymi, tj. kosztami inwestycyjnymi i eksploatacyjnymi urządzeń oczyszczania spalin, w tym zużyciem energii elektrycznej i innych mediów, akceptowalnymi z punktu widzenia prowadzącego instalację. Istotny jest również czynnik ludzki w znaczącym stopniu limitujący warianty konstrukcyjne ze względu na wymóg prostej i nieuciążliwej obsługi.

Odpylacze

Najbardziej rozpowszechniona klasyfikacja odpylaczy związana jest z mechanizmem wychwytywania cząstek i obejmuje:

- odpylacze grawitacyjne (np. komory osadocze),
- odpylacze inercyjne (żałuzjowe),
- odpylacze odśrodkowe (cyklony, multicyklony, baterie cyklonów, cyklony wysokosprawne),

- cyklofiltry (połączenie odpylacza typu cyklonowego z filtrem tkaninowym),
- odpylacze dyspersyjne mokre (skruberzy Venturiego),
- filtry tkaninowe,
- elektrofiltry.

Kluczowym parametrem służącym do oceny urządzeń odpylających jest skuteczność odpylania. O wyborze urządzenia odpylającego w znacznej mierze decydują koszty inwestycyjne oraz eksploatacyjne. Ze względu na wynikające z dyrektywy MCP zaostreżenie standardów emisyjnych dla średnich źródeł spalania paliw zwiększy się zapotrzebowanie na rozwiązania wysokosprawne, takie jak elektrofiltry lub filtry tkaninowe.

Informacje i dane zebrane przez KOBiZE na potrzeby analizy w zakresie implementacji dyrektywy MCP do prawa polskiego wskazują, że w źródłach spalania paliw średniej mocy (1-50 MW) stosowane są powszechnie odpylacze cyklonowe. Urządzenia te co do mechanizmu odpylania nie różnią się od stosowanych w energetyce zawodowej. Różnice dotyczą rozwiązań konstrukcyjnych i kosztów. Odpylacze odśrodkowe nie gwarantują jednak osiągnięcia stopnia oczyszczania spalin zbliżonego do poziomu 100 mg/m^3 przy 6% O_2 (z wyjątkiem baterii cyklonów wysokosprawnych). W związku z tym mogłyby być one stosowane wyłącznie jako pierwszy, wstępny stopień odpylania. Dotyczy to szczególnie źródeł spalania biomasy, w których mamy do czynienia ze szczególnie drobnymi frakcjami ziarnowymi o rozmiarach znacznie poniżej granicznych wartości charakterystycznych dla cyklonów. Istotnym zagadnieniem jest w tym przypadku skuteczność odpylania z uwzględnieniem zakresu rozmiaru cząstek wychwytywanych przez te urządzenia. Wskutek zróżnicowanego działania siły odśrodkowej cząstki drobniejsze, jak $\text{PM}_{2,5}$ są słabiej usuwane niż PM_{10} i grubsze frakcje. W przypadku kotłów biomasowych o mocach 1-50 MW, emitujących bardzo drobne frakcje pyłowe, odpylacze cyklonowe będą całkowicie nieskuteczne. W takich przypadkach biorąc, pod uwagę koszty realizacji procesu oraz oferowaną skuteczność odpylania, preferowanym rozwiązaniem powinny być filtry tkaninowe lub elektrofiltry.

Zastosowanie filtrów tkaninowych lub elektrofiltrów w źródłach spalania paliw stałych o mocy 1-50 MW, gwarantuje ograniczenie emisji zanieczyszczeń do poziomów pozwalających dotrzymać standardy emisyjne wynikające z dyrektywy MCP. Zastosowanie tych urządzeń odpylających wiązać się będzie z ponoszeniem kosztów inwestycyjnych, które będą uzależnione od wyboru sposobu ograniczania emisji. Przy wyborze urządzenia uwzględnić należy także koszty eksploatacyjne. W celu oszacowania wydatków związanych z dostosowaniem średnich źródeł spalania do nowych standardów KOBiZE zwrócił się do kilkunastu firm zajmujących się projektowaniem i montażem urządzeń ograniczających emisję z prośbą o podanie orientacyjnych kosztów inwestycyjnych i eksploatacyjnych (oraz składników tych kosztów) dla instalacji oczyszczania spalin, które zagwarantują źródłom opalanym węglem kamiennym i biomasą dotrzymanie standardów emisyjnych SO_2 i pyłu. Odpowiedzi udzieliło 5 firm. Podkreślenia wymaga, że kwestia dostosowania średnich źródeł spalania do standardów wynikających z dyrektywy MCP obecnie nie jest jeszcze traktowana jako priorytetowa, z uwagi na odległy termin obowiązywania nowych standardów. Z drugiej strony informacja o kosztach jest udostępniana niechętnie m.in. z powodu zależności od wielu czynników takich jak stan techniczny źródła, możliwość lokalizacji urządzeń redukcyjnych, stopień zautomatyzowania procesu. Dane na temat szacunkowych kosztów odpylaczy dla średnich źródeł spalania paliw, które udało się uzyskać od producentów urządzeń redukcyjnych, są zestawione w poniższej tabeli.

*Szacunkowe ceny odpylaczy (w tys. zł) w zależności od mocy kotła**

Rodzaj odpylacza	Szacunkowe ceny odpylaczy [tys. zł]			
	5 MW	10 MW	20 MW	50 MW
odpylacz wstępny	18	28	60	125
bateria cyklonów	45	88	180	420
filtry tkaninowe	140	260	500	1 100

*ceny nie zawierają kosztów związanych z:

- transportem pyłów spod odpylaczy-przenośniki ślimakowe,
- kanałami spalin i zasuwami szczelnymi,
- wentylatorami i falownikami,
- układem automatyki i sterowania,
- dostawą, montażem i uruchomieniem całych układów odpylania.

Odpylacze o najwyższej sprawności charakteryzują się stosunkowo wysokimi kosztami inwestycyjnymi. Przy uwzględnieniu wszystkich kosztów inwestycyjnych niezbędnych do poniesienia przy montażu urządzenia odpylającego koszt filtra tkaninowego dla kotła WR-10

wzrasta do około 700-900 tys. zł. Dla porównania koszty inwestycyjne elektrofiltru w kotle WR-10 szacuje się na poziomie 1,8 mln zł (dla kotła WR-25 – 2,3 mln zł).

Koszty eksploatacyjne w przypadku odpylaczy wynikają między innymi z wydatku energetycznego na przetwarzanie oczyszczonych gazów odlotowych, bądź bezpośredniego zapotrzebowania na energię elektryczną (elektrofiltry). Filtrami tkaninowym towarzyszą znaczne opory przepływu co wiąże się ze znaczącym wydatkiem energetycznym i co za tym idzie wysokimi kosztami eksploatacyjnymi. W przypadku elektrofiltrów można mówić o niskich kosztach eksploatacyjnych.

Metody odsiarczania można podzielić zasadniczo na mokre, półsuche i suche. Wszystkie te metody są znanymi procesami o licznych zastosowaniach przemysłowych, zwłaszcza w dużych instalacjach spalania paliw stałych. Metody mokre stanowią oddzielny układ technologiczny, którego sterowanie jest dość skomplikowane, umożliwiają uzyskiwanie wysokich sprawności odsiarczania, ale charakteryzują się wysokimi nakładami na samą instalację, koniecznością zatrudnienia dodatkowej, wykwalifikowanej kadry (instalacje mokrego odsiarczania posiadają zazwyczaj oddzielną nastawnię) oraz produktem ubocznym (wodna zawiesina siarczanów/siarczynów wapnia) uciążliwym do składowania. Ze względu na złożoność tego typu instalacji odsiarczania nie są one zalecane do stosowania w średnich obiektach spalania paliw.

Metody suche są z kolei najtańsze (niskie nakłady inwestycyjne) i mają niekłopotliwy, bo suchy w konsystencji produkt uboczny, ale w przeciwieństwie do metod mokrych dają zwykle niskie (ok. 50%) sprawności odsiarczania, stąd zakres ich stosowania jest ograniczony do węgla niskozasiecanego. Metoda sucha polega na wprowadzeniu do strefy spalania mielonego kamienia wapiennego lub dolomitu (sorbentów tanich i dostępnych na polskim rynku) i charakteryzuje się prostą i niezawodną eksploatacją, brakiem konieczności podgrzewania oczyszczonych gazów, łatwiejszym transportowaniem i składowaniem odpadów. Wprowadzenie do strefy spalania sorbentów powoduje dodatkowe obciążenie układu odpylenia oraz blokuje powierzchnie wymiany ciepła osadami. Aby zwiększyć sprawność odsiarczania można użyć bardziej reaktywnych reagentów sodowych, jednak wiąże się to ze zwiększeniem kosztów eksploatacyjnych (wysoki koszt sody). Dozowanie do kanału spalin kwaśnego węglanu sodu (NaHCO_3) pozwala na usuwanie SO_2 w temperaturze 130-180°C nawet na poziomie 70-80%, przy stosunku Na/S równym 2.

Metody półsuche łączą zaletę wysokiej sprawności odsiarczania (do 97 %) metody mokrej (w obu metodach proces chemiczny zachodzi w fazie ciekłej), z niskim kosztem metody suchej. W metodach półsuchych wykorzystuje się zawiesiny mleka wapiennego, które rozpyla się w reaktorze (suszarce). Niskie koszty inwestycyjne i eksploatacyjne metody półsuchej w stosunku do mokrej wynikają z tego, że suchy produkt uboczny (w postaci mieszaniny CaSO_3 i CaSO_4 oraz popiołu w zależności od stopnia odpylenia spalin przed reaktorem) jest trudniejszy do zagospodarowania niż w metodach mokrych, ale mniejsze jest zapotrzebowanie na energię, mniejsze jest zużycie wody oraz samo prowadzenie procesu jest łatwiejsze.

Wybór technologii odsiarczania przez prowadzących instalacje będzie kwestią indywidualną opartą na bazie analiz ekonomicznych i technicznych. Kryteriami w przypadku średnich obiektów spalania paliw branymi pod uwagę będą zapewne:

- poziom komplikacji obsługi procesu odsiarczania,
- możliwość lokalizacji urządzenia odsiarczającego między ścianą kotłowni a odpylaczami (liczba aparatów i urządzeń),
- zagospodarowanie produktów poreakcyjnych – przemysłowe wykorzystanie czy składowanie (w przypadku metod suchych i półsuchych skład produktów, a tym samym ich gospodarcza przydatność, jest zdeterminowany przez typ sorbentu użytego do odsiarczania; produktem najłatwiejszym do przemysłowego zagospodarowania jest gips syntetyczny),
- odpady powstające w procesie odsiarczania (których nie można zagospodarować).

Jak już wspomniano, zagadnienie dostosowania średnich źródeł spalania paliw do wymagań dyrektywy MCP jest przez prowadzących instalacje na etapie dość wczesnego rozpoznawania, z uwagi na odległy termin obowiązywania nowych standardów dla źródeł kwalifikowanych jako istniejące. Z informacji uzyskanych przez KOBiZE wynika, że firmy zajmujące się projektowaniem instalacji ograniczających emisje do powietrza rozpoczęły analizy w zakresie możliwości optymalnego dostosowania średnich źródeł do nowych wymagań. Jedną z proponowanych metod odsiarczania zakłada dozowanie sorbentu do kanału spalin za podgrzewaczem wody. Reakcja odsiarczania miałaby zachodzić w kanale spalin i na workach filtra. Warunkiem jest jednak odpowiedni czas przebywania cząstek sorbentu w spalinach przez co najmniej 2s. Skuteczność redukcji zależy od sorbentu. W przypadku wodorowęglanu sodu

ocenia się skuteczność odsiarczania na poziomie ok. 80%, zdecydowanie mniejszą (ok. 40%) będzie można osiągnąć przy zastosowaniu wodorotlenku wapnia. Poniżej przedstawiono szacowane koszty inwestycyjne tego typu instalacji.

Koszty inwestycyjne instalacji odsiarczania spalin (propozycja jednej z firm projektowych).*

Typ urządzenia redukcyjnego	Skuteczność redukcji %	Nominalna moc cieplna źródła spalania paliw [MW]	Strumień objętości spalin [m ³ /h]		Koszty inwestycyjne [tys. zł]**	
			Min	max	od	do
Instalacja suchego odsiarczania spalin	40	<1; 5>	2 000	10 000	450,00	700,00
Instalacja suchego odsiarczania spalin	80	<1; 5>	2 000	10 000	450,00	700,00
Instalacja suchego odsiarczania spalin	40	(5; 20>	13 000	25 000	500,00	700,00
Instalacja suchego odsiarczania spalin	80	(5; 20>	13 000	25 000	500,00	700,00
Instalacja suchego odsiarczania spalin	40	(20; 50)	15 500	41 000	900,00	1 200,00
Instalacja suchego odsiarczania spalin	80	(20; 50)	15 000	41 000	900,00	1 200,00
Instalacja suchego odsiarczania spalin	40	(20; 50)	50 000	100 000	1 000,00	1 500,00
Instalacja suchego odsiarczania spalin	80	(20; 50)	50 000	100 000	1 000,00	1 500,00

* Koszty inwestycyjne są wyliczeniami szacunkowymi i prognozowanymi. Koszty są silnie uzależnione od specyfikacji instalacji kotłowej, charakterystyki spalane go węgla, miejsca, w którym instalacja potencjalnie miała by być zabudowana oraz szczegółowych wymagań klienta

** Przy założeniu pracy instalacji dla jednego kanału spalin.

8. Zmiana obciążeń regulacyjnych (w tym obowiązków informacyjnych) wynikających z projektu

nie dotyczy

Wprowadzane są obciążenia poza bezwzględnie wymaganymi przez UE (szczegóły w odwróconej tabeli zgodności).

tak
 nie
 nie dotyczy

zmniejszenie liczby dokumentów
 zmniejszenie liczby procedur
 skrócenie czasu na załatwienie sprawy
 inne: nie dotyczy

zwiększenie liczby dokumentów
 zwiększenie liczby procedur
 wydłużenie czasu na załatwienie sprawy
 inne: nie dotyczy

Wprowadzane obciążenia są przystosowane do ich elektronizacji.

tak
 nie
 nie dotyczy

Brak

9. Wpływ na rynek pracy

Wejście w życie przedmiotowego rozporządzenia nie będzie miało wpływu na rynek pracy.

10. Wpływ na pozostałe obszary

<input checked="" type="checkbox"/> środowisko naturalne	<input type="checkbox"/> demografia	<input type="checkbox"/> informatyzacja
<input type="checkbox"/> sytuacja i rozwój regionalny	<input type="checkbox"/> mienie państwowe	<input checked="" type="checkbox"/> zdrowie
<input type="checkbox"/> inne:		

Omówienie wpływu	<p>Implementacja dyrektywy MCP ma przenieść na poziom prawodawstwa krajowego podstawowe cele tego aktu zakładające dalsze ograniczenie emisji do powietrza i ograniczenie tym samym narażenia społeczeństwa na działanie substancji zanieczyszczających powietrze. Dotąd nie ustanowiono na szczeblu unijnym regulacji dotyczących średnich źródeł spalania, a tymczasem, jak wskazano w preambule dyrektywy MCP (w motywie 4) „w coraz większym stopniu przyczyniają się one do zanieczyszczenia powietrza, przede wszystkim ze względu na wzrost wykorzystania biomasy jako paliwa w wyniku stosowania polityki klimatyczno-energetycznej.” Z analiz wykonanych przez KOBiZE, przy uwzględnieniu danych o emisjach za 2015 r. zawartych w Krajowej bazie o emisjach gazów cieplarnianych i innych substancji, wynika, że jeżeli do 2030 r. (po zakończeniu dopuszczonych dyrektywą okresowych odstępstw od ogólnych wymagań emisyjnych) wszystkie uwzględnione w bazie średnie źródła spalania paliw byłyby utrzymane w eksploatacji, to dostosowanie ich do zaostrzonych wymagań emisyjnych powinno wpłynąć na obniżenie emisji SO₂ o ok. 6605 t, a pyłu – o ok. 6850 t.</p> <p>Odnosnie do emisji NO_x dyrektywa MCP ustanawia łagodniejszy standard emisyjny dla źródeł opalanych paliwami stałymi oraz dla źródeł gazowych o mocy do 5 MW. Analiza wykonana przez KOBiZE wykazała, że zasadne jest utrzymanie standardów emisyjnych NO_x na poziomach obecnie obowiązujących w kraju.</p> <p>Najistotniejszy wpływ na środowisko będzie miała zmiana obowiązujących obecnie w polskim prawie standardów emisyjnych pyłu. Standardy zostaną zaostrzone, i jak potwierdza analiza przeprowadzona przez KOBiZE, powinno to wpłynąć na znaczny spadek emisji pyłu ze średnich źródeł spalania paliw. Korzyści społeczne, wynikające ze zmniejszenia emisji tych zanieczyszczeń, to przede wszystkim zmniejszenie utraty zdrowia i ograniczenie śmiertelności społeczeństwa. Przy wysokich poziomach stężeń pyłu odnotowuje się bowiem zwiększoną częstość zapadania na choroby układu oddechowego i naczyniowo-sercowego.</p>
------------------	--

11. Planowane wykonanie przepisów aktu prawnego

W odniesieniu do źródeł określanych w dyrektywie MCP jako istniejące (tj. oddanych do użytkowania przed dniem 20 grudnia 2018 r., lub dla których uzyskano pozwolenie na podstawie przepisów krajowych przed dniem 19 grudnia 2017 r., pod warunkiem, że zostały oddane do użytkowania nie później niż w dniu 20 grudnia 2018 r.) wynikający z dyrektywy wymóg zmniejszenia emisji dwutlenku siarki, tlenku i dwutlenku azotu w przeliczeniu na dwutlenek azotu i pyłu do poziomów określonych w załączniku II do dyrektywy MCP, obowiązuje od 1 stycznia 2025 lub 1 stycznia 2030 r., w zależności od wielkości nominalnej mocy cieplnej źródeł. W nawiązaniu do tych dat w projektowanym rozporządzeniu zostanie określony odpowiedni czas na dostosowanie istniejących średnich źródeł spalania do zaostrzonych wymagań emisyjnych.

12. W jaki sposób i kiedy nastąpi ewaluacja efektów projektu oraz jakie mierniki zostaną zastosowane?

Ewaluacja efektów projektu nastąpi po upływie terminów przewidzianych na zaostrzenie wymagań emisyjnych, tj. po 2025 r. lub po 2030 r., w zależności od wielkości nominalnej mocy cieplnej źródeł.

Prawidłowość stosowania przepisów o ochronie środowiska przez podmioty prowadzące instalacje jest kontrolowana i oceniana, zgodnie z właściwością, przez służby Inspekcji Ochrony Środowiska. W prawnym systemie ochrony środowiska przyjęto, że zadania obejmujące m.in. kontrolę podmiotów korzystających ze środowiska, w tym kontrolę przestrzegania decyzji ustalających warunki korzystania ze środowiska oraz przestrzegania zakresu, częstotliwości i sposobu prowadzenia pomiarów wielkości emisji, są realizowane przez te służby, zgodnie z art. 2 ust. 1 ustawy z dnia 20 lipca 1991 r. o *Inspekcji Ochrony Środowiska* (Dz. U. z 2016 r. poz. 1688, z późn. zm.).

Pomiary wielkości emisji są także wykonywane przez operatorów źródeł spalania paliw, z tym, że w obecnym stanie prawnym obowiązek ten dotyczy wyłącznie źródeł wymagających pozwolenia na emisję. Docelowo obejmie on także pozostałe średnie źródła spalania paliw, w związku ze zmianą, która – jako skutek wdrożenia dyrektywy MCP – planowana jest do wprowadzenia do rozporządzenia wykonawczego do ustawy Poś regulującego wymagania w zakresie pomiarów wielkości emisji (wydanego na podstawie art. 148 ust. 1 ustawy Poś). Wyniki pomiarów wielkości emisji wykonywanych przez prowadzących instalacje są przekazywane do organów właściwych do wydania pozwolenia oraz do wioś, zgodnie z rozporządzeniem wydanym na podstawie art. 149 ustawy Poś. Wyniki te służą organom do sprawdzenia dotrzymywania wielkości dopuszczalnych emisji przez poszczególne źródła.

13. Załączniki (istotne dokumenty źródłowe, badania, analizy itp.)

h. h.

dn. 10.11.

[Handwritten signature]

10.11.2017

SEKRETARZ STANU
[Handwritten signature]
Paweł Sałek

Dyrektor Departamentu
Ochrony Powietrza i Klimatu

[Handwritten signature]
Agnieszka Sosnowska

