

DECYZJA

Na podstawie art. 188, art. 192, art. 202, art. 204, art. 211, art. 218 ust. 3, art. 224 ustawy z dnia 27 kwietnia 2001 r. *Prawo ochrony środowiska* (Dz. U. z 2024 r. poz. 54 z późn. zm.) oraz art. 104 ustawy z dnia 14 czerwca 1960 r. *Kodeks postępowania administracyjnego* (Dz. U. z 2024 r. poz. 572), po rozpatrzeniu wniosku TAMEH POLSKA sp. z o. o. z 8 lutego 2024 r. nr TH/TWO/AK/88/2024 (data wpływu do UMWO - 12.02.2024 r.) o zmianę pozwolenia zintegrowanego udzielonego decyzją Wojewody Opolskiego nr ŚR.III-MJ-6610-1-15/06 z 13 października 2006 r. (z późn. zm.) dla instalacji do energetycznego spalania paliw o mocy nominalnej 418,5 MWt oraz instalacji pomocniczych, eksploatowanych w Kędzierzynie-Koźlu przy ul. Energetyków 11

orzekam

- I. zmienić decyzję Wojewody Opolskiego nr ŚR.III-MJ-6610-1-15/06 z 13 października 2006 r. wraz ze zmianą w decyzji Wojewody Opolskiego nr ŚR.III-MJP-6610-28/07 z 21 listopada 2007 r. oraz zmianami w decyzjach Marszałka Województwa Opolskiego: nr DOŚ.MK.7636-75/10 z 17 grudnia 2010 r., nr DOŚ.AK.7636-70/10 z 10 stycznia 2011 r., nr DOŚ.7222.37.2011.HM z 6 marca 2012 r., nr DOŚ.7222.18.2012.HM z 26 kwietnia 2012 r., nr DOŚ.7222.92.2014.AKa z 25 marca 2015 r., nr DOŚ.7222.8.2015.HM z 23 lutego 2015 r., nr DOŚ.7222.64.2015.HM z 19 kwietnia 2016 r., nr DOŚ-III.7222.48.2017.HM z 30 listopada 2017 r., nr DOŚ-III.7222.17.2019.MSu z 19 października 2020 r. oraz nr DOŚ-III.7222.48.2021.AK z 20 maja 2022 r. udzielającą TAMEH POLSKA sp. z o. o. w Dąbrowie Górniczej, pozwolenia zintegrowanego dla instalacji do energetycznego spalania paliw o mocy nominalnej 418,5 MWt oraz instalacji pomocniczych, eksploatowanych w Kędzierzynie-Koźlu przy ul. Energetyków 11, w następujący sposób:
1. W punkcie I. pn. „Rodzaj prowadzonej działalności, rodzaj i parametry instalacji istotne z punktu widzenia przeciwdziałania zanieczyszczeń” w tabeli dotyczącej *Instalacji wymagającej uzyskania pozwolenia zintegrowanego (IPPC)* wiersze od 1 do 3 otrzymują brzmienie:

INSTALACJA WYMAGAJĄCA UZYSKANIA POZWOLENIA ZINTEGROWANEGO (IPPC)			
Instalacja do spalania paliw o łącznej nominalnej mocy 418,5 MW _t składa się z:			
- trzech kotłów parowych typu OP-120 nr 2, 3 i 5 o mocy cieplnej wprowadzanej w paliwie 83,7 MW _t każdy, opalanych gazem koksowniczym, z których spaliny odprowadzane są do powietrza emitorem E-1 o wysokości h=100 m i średnicy wylotowej d=4,12 m,			
- dwóch kotłów parowych typu OP-120 nr 6 i 7 o mocy cieplnej wprowadzanej w paliwie 83,7 MW _t każdy, opalanych gazem koksowniczym z których spaliny odprowadzane są do powietrza emitorem E-2 o wysokości h=101 m i średnicy wylotowej d=4,07 m,			
Do opalania kotłów wykorzystywany jest gaz koksowniczy pochodzący z ArcelorMittal Poland S.A. Oddział w Zdieszowicach o wartości opałowej 17÷19 MJ/Nm ³ .			
Kotły OP-120			
Parametr		Jednostka	Wartość
Typ Kotła OP-120			
nr 2 rok bud. 1957		-	-
nr 3 rok bud. 1958			
nr 5 rok bud. 1958			

nr 6 rok bud. 1958 nr 7 rok bud. 1960		
Moc	MW	76,2
Moc cieplna jako ilość energii wprowadzanej w paliwie	MW _t	83,7
Wydajność maksymalna trwała kotłów	Mg _{par} /h	120
Wydajność nominalna	Mg _{par} /h	60
Sprawność kotła	%	91
Ciśnienie pary za przegrzewaczem	MPa	9,7
Ciśnienie maksymalne w walczaku	MPa	11
Ciśnienie robocze w walczaku	MPa	10,5
Temperatura pary przegrzanej	K	788
Temperatura wody zasilającej	K	488
Temperatura powietrza zimnego	K	298
Temperatura powietrza gorącego	K	533
Rodzaj paliwa	-	gaz koksowniczy
Pojemność wodna kotła	m ³	33

Każdy z kotłów OP-120 jest kotłem parowym, opromieniowanym, dwuciągowym. Komora paleniska ma kształt prostopadłościanu o przekroju poprzecznym 6400×6900 mm. Ściana przednia i strop komory paleniskowej są ekranowane rurami 4×Ø70. Ściana tylna tworzy garb sięgający w głąb komory i jest ekranowana przez czterorzędowy pęczek konwekcyjny.

W układ cyrkulacyjny włączone są dwa walczaki: mały, który spełnia rolę separatora oraz duży, do którego kierowana jest para. Walczak duży wyposażony jest w 2 zawory: spustowy i odsalający.

W drugim ciągu kotła i przestrzeni międzyciągowej umieszcza się powierzchnie ogrzewalne podgrzewaczy powietrza i wody oraz przegrzewacze pary.

W narożnikach komory paleniskowej każdego z kotłów zainstalowane zostały cztery palniki gazowe, które posiadają wydajność wynoszącą 4×4075 m³/h.

Spaliny z kotłów OP-120 nr 2, 3 i 5 odprowadzane są do wspólnego emitora E-1, a spaliny z kotłów OP-120 nr 6 i 7 do wspólnego emitora E-2.

Instalacja odazotowania spalin metodą selektywnej katalitycznej redukcji (SCR)

od 1.01.2031 r.*

* - w okresie od 1.07.2028 r. do 31.12.2030 r. będzie odbywało się etapowe oddawanie do użytkowania instalacji katalitycznego odazotowania spalin (SCR) zgodnie z harmonogramem umieszczonym w punkcie VI.7 niniejszej decyzji polegające na sukcesywnym podłączaniu kotłów.

Instalacja odazotowania spalin metodą selektywnej katalitycznej redukcji (SCR) składa się z dwóch podstawowych części:

- układu rozładunku, magazynowania i dystrybucji reagenta,
- części obiektowej (blokowej).

Układ rozładunku, magazynowania i dystrybucji reagenta stanowi wspólną część instalacji SCR dla wszystkich kotłów OP-120. Podstawowymi elementami technologicznymi składającymi się na układ rozładunku, magazynowania i dystrybucji reagenta są:

- stanowisko rozładunkowe cysterny, wyposażone w węże: rozładunkowy i powrotny oparów,
- pompa rozładunkowa,
- dwa zbiorniki magazynowe wody amoniakalnej (o pojemności 25 m³ każdy),
- pompy dystrybucyjne,
- rurociągi technologiczne wody amoniakalnej i wody demi,

- armatura regulacyjna i odcinająca,
- aparatura kontrolno-pomiarowa.

Na część obiektową (blokową) instalacji SCR składają się następujące elementy:

- układ przygotowania reagenta, w skład którego wchodzi:
 - układ kontrolno-dozujący z zaworem regulacyjnym zapotrzebowania reagenta,
 - parownik wody amoniakalnej,
- układ przygotowania powietrza rozcieńczającego, w skład którego wchodzi:
 - wentylatory powietrza rozcieńczającego,
 - podgrzewacz powietrza rozcieńczającego,
- układ wtrysku reagenta do spalin,
- moduły katalityczne,
- rurociągi technologiczne wody amoniakalnej i sprężonego powietrza technologicznego,
- armatura regulacyjna i odcinająca,
- aparatura kontrolno-pomiarowa.

Woda amoniakalna (o stężeniu ok. 24%) ze zbiornika magazynowego estakadą technologiczną prowadzona jest do układu przygotowania reagenta, zlokalizowanego w rejonie reaktora SCR na jednym z podestów obsługowych. Układ kontrolno-dozujący podaje do jednej z dwóch lanc parownika żadaną ilość wody amoniakalnej do odparowania zgodnie ze wskazaniami pomiarów NO_x w spalinach. Każda z dwóch lanc, pracujących w układzie 2 x 100%, zasilana jest przez niezależną nitkę kontrolno-dozującą, co umożliwia wzajemną redundancję w celu zapewnienia wysokiej dyspozycyjności instalacji SCR. Do lancy podawane jest również sprężone powietrze technologiczne, mające za zadanie atomizację wody amoniakalnej. W parowniku, przez który przepływa gorące powietrze, następuje odparowanie amoniaku do postaci gazowej. Mieszanka gazowego amoniaku, pary wodnej i powietrza o stężeniu NH_3 nie większym niż 5% wprowadzana jest za pomocą układu wtrysku do spalin przed reaktorem SCR.

Powietrze, będące czynnikiem odparowującym i rozcieńczającym, pobierane jest z otoczenia przez jeden z dwóch zabudowanych wentylatorów, a następnie podgrzewane do wymaganej procesem temperatury. Gorące powietrze kierowane jest do parownika, a następnie w postaci mieszanki z gazowym amoniakiem i parą wodną do spalin.

Układ wtrysku reagenta zlokalizowany jest na kanale przed zabudowanymi w ciągu spalin modułami katalitycznymi.

Wydajność systemu wtrysku wody amoniakalnej wyznaczana jest przez układ regulacji – na podstawie ilości spalin, stężenia tlenków azotu w spalinach z kotła oraz stężenia tlenków azotu, które ma zostać osiągnięte po procesie odazotowania. Praca instalacji SCR podlega optymalizacji. Wewnątrz reaktora instalacji katalitycznego odazotowania spalin zainstalowany jest katalizator, dzięki któremu następuje reakcja rozkładu tlenków azotu.

”

2. W punkcie I. pn. „Rodzaj prowadzonej działalności, rodzaj i parametry instalacji istotne z punktu widzenia przeciwdziałania zanieczyszczeń” w tabeli w części dotyczącej *Gospodarki wodnej* dodaje się treść o brzmieniu:

„Dodatkowo woda wykorzystywana jest na potrzeby pracy absorbera w instalacji odazotowania spalin metodą katalityczną (SCR)”.

3. Punkt II.1. pn. „Wprowadzanie gazów i pyłów do powietrza” otrzymuje brzmienie:

„ II.1. Wprowadzanie gazów i pyłów do powietrza

II.1.1. Źródła powstawania i miejsca wprowadzania gazów i pyłów do powietrza, ich charakterystyka oraz czas eksploatacji źródeł emisji

Lp.	Numer emitora	Źródło emisji, nazwa obiektu	Urządzenia ochrony powietrza	Charakterystyka emitorów			Czas eksploatacji źródła [godz./rok]
				Wysokość emitora [m]	Średnica emitora [m]	Temperatura wylotowa gazów [K]	
Instalacja wymagająca uzyskania pozwolenia zintegrowanego (IPPC)							
1.	E-1	Kocioł OP-120 nr 2	SCR ¹⁾	100	4,12	392	8160 ²⁾
2.		Kocioł OP-120 nr 3	SCR ¹⁾				8160 ²⁾
3.		Kocioł OP-120 nr 5	SCR ¹⁾				8160 ²⁾
4.	E-2	Kocioł OP-120 nr 6	SCR ¹⁾	101	4,07	392	5180 ²⁾
5.		Kocioł OP-120 nr 7	SCR ¹⁾				5180 ²⁾
6.	EZ1	Zbiornik kwasu solnego o pojemności 45 m³ nr 1	brak	3,0	0,1	293	20 ³⁾
7.	EZ2	Zbiornik kwasu solnego o pojemności 36 m³ nr 2	brak	3,0	0,1	293	20 ³⁾
8.	EZ3	Zbiornik kwasu solnego o pojemności 45 m³ nr 3	brak	3,0	0,1	293	20 ³⁾
9.	EZ4	Zbiornik kwasu solnego o pojemności 45 m³ nr 4	brak	3,0	0,1	293	20 ³⁾
10.	EZ5	Zbiornik ścieków kwaśnych o pojemności 100 m³	brak	2,0	0,68	293	70 ³⁾

Objaśnienia:

- 1) dla kotłów nr 2 i 3 od 1 lipca 2028 r., dla kotła nr 6 od 1 lipca 2029 r., dla kotła nr 5 od 1 kwietnia 2030 r., dla kotła nr 7 od 1 stycznia 2031 r.;
- 2) w okresie odstępstwa do 31.12.2030 r. dopuszcza się zamienną pracę kotłów w ramach jednego emitora przy uwzględnieniu dopuszczalnego poziomu emisji; dopuszczalny czas pracy każdego z emitorów E-1 i E-2 wynosi 8760 h/rok (8784 w roku przestępnym)
- 3) czas napełniania zbiorników.

II.1.2. Wielkość dopuszczalnej emisji w warunkach normalnego funkcjonowania instalacji

a) do 30 czerwca 2028 r.

Lp.	Numer emitora	Nazwa źródła emisji substancji	Nazwa substancji	Emisja dopuszczalna		Jednostka
				ze źródła, z każdej części źródła	z emitora	
Instalacja wymagająca uzyskania pozwolenia zintegrowanego						
1	E-1	Kocioł OP-120 nr 2 o mocy nominalnej 83,7 MW _t , opalany gazem koksowniczym	Pył ogółem	5,5 ¹⁾ 5 ²⁾ 5 ³⁾	5,5 ¹⁾ 5 ²⁾ 5 ³⁾	[mg/m ³] warunki umowne: temp. 273,15 K, ciśnienie 101,3 kPa, gaz suchy, 3% tlenu w gazach odlotowych
			Dwutlenek siarki	300 ¹⁾ 400 ²⁾ 150 ³⁾	300 ¹⁾ 400 ²⁾ 150 ³⁾	
			Tlenek azotu i dwutlenek azotu w przeliczeniu na dwutlenek azotu ⁵⁾	330 ¹⁾ 300 ²⁾ 6) 260 ³⁾	330 ¹⁾ 300 ²⁾ 6) 260 ³⁾	
			Tlenek węgla	100 ⁴⁾	100 ⁴⁾	

			Chlorowodór	0,4	1,2	kg/h
		Kocioł OP-120 nr 3 o mocy nominalnej 83,7 MW _t , opalany gazem koksowniczym	Pył ogółem	5,5 ¹⁾ 5 ²⁾ 5 ³⁾		[mg/m ³] warunki umowne: temp. 273,15 K, ciśnienie 101,3 kPa, gaz suchy, 3% tlenu w gazach odlotowych
			Dwutlenek siarki	300 ¹⁾ 400 ²⁾ 150 ³⁾		
			Tlenek azotu i dwutlenek azotu w przeliczeniu na dwutlenek azotu ⁵⁾	330 ¹⁾ 300 ²⁾ 6) 260 ³⁾		
			Tlenek węgla	100 ⁴⁾		
			Chlorowodór	0,4		
						kg/h
		Kocioł OP-120 nr 5 o mocy nominalnej 83,7 MW _t , opalany gazem koksowniczym	Pył ogółem	5,5 ¹⁾ 5 ²⁾ 5 ³⁾		[mg/m ³] warunki umowne: temp. 273,15 K, ciśnienie 101,3 kPa, gaz suchy, 3% tlenu w gazach odlotowych
			Dwutlenek siarki	300 ¹⁾ 400 ²⁾ 150 ³⁾		
			Tlenek azotu i dwutlenek azotu w przeliczeniu na dwutlenek azotu ⁵⁾	330 ¹⁾ 300 ²⁾ 6) 260 ³⁾		
			Tlenek węgla	100 ⁴⁾		
			Chlorowodór	0,4		
						kg/h
2	E-2	Kocioł OP-120 nr 6 o mocy nominalnej 83,7 MW _t , opalany gazem koksowniczym	Pył ogółem	5,5 ¹⁾ 5 ²⁾ 5 ³⁾	5,5 ¹⁾ 5 ²⁾ 5 ³⁾	[mg/m ³] warunki umowne: temp. 273,15 K, ciśnienie 101,3 kPa, gaz suchy, 3% tlenu w gazach odlotowych
			Dwutlenek siarki	300 ¹⁾ 400 ²⁾ 150 ³⁾	300 ¹⁾ 400 ²⁾ 150 ³⁾	
			Tlenek azotu i dwutlenek azotu w przeliczeniu na dwutlenek azotu ⁵⁾	330 ¹⁾ 300 ²⁾ 6) 260 ³⁾	330 ¹⁾ 300 ²⁾ 6) 260 ³⁾	
			Tlenek węgla	100 ⁴⁾	100 ⁴⁾	
			Chlorowodór	0,4	0,8	
						kg/h
		Kocioł OP-120 nr 7 o mocy nominalnej 83,7 MW _t , opalany gazem koksowniczym	Pył ogółem	5,5 ¹⁾ 5 ²⁾ 5 ³⁾		[mg/m ³] warunki umowne: temp. 273,15 K, ciśnienie 101,3 kPa, gaz suchy, 3% tlenu w gazach odlotowych
			Dwutlenek siarki	300 ¹⁾ 400 ²⁾ 150 ³⁾		
			Tlenek azotu i dwutlenek azotu w przeliczeniu na dwutlenek azotu ⁵⁾	330 ¹⁾ 300 ²⁾ 6) 260 ³⁾		
			Tlenek węgla	100 ⁴⁾		
			Chlorowodór	0,4		
						kg/h
3	EZ1	Zbiornik kwasu solnego o pojemności 45 m ³ nr 1	Chlorowodór	0,530	0,530	kg/h
4	EZ2	Zbiornik kwasu solnego o pojemności 36 m ³ nr 2	Chlorowodór	0,530	0,530	
5	EZ3	Zbiornik kwasu solnego o pojemności 45 m ³ nr 3	Chlorowodór	0,530	0,530	

6	EZ4	Zbiornik kwasu solnego o pojemności 45 m ³ nr 4	Chlorowodór	0,530	0,530	
7	EZ5	Zbiornik ścieków kwaśnych o pojemności 100 m ³	Chlorowodór	0,050	0,050	

Objaśnienia:

- ¹⁾ wartość średnia dobową (średnia z okresu 24 godzin obliczona dla ważnych średnich wartości godzinnych uzyskanych w wyniku ciągłych pomiarów),
- ²⁾ wartość średnia miesięczna – standard emisyjny,
- ³⁾ wartość średnia roczna (średnia z okresu jednego roku obliczona dla ważnych średnich wartości godzinnych uzyskanych w wyniku ciągłych pomiarów),
- ⁴⁾ wskaźnikowy średni roczny poziom emisji,
- ⁵⁾ odstępstwo od poziomu BAT-AEL dla tlenków azotu (**tlenku azotu i dwutlenku azotu** w przeliczeniu na dwutlenek azotu), tj. granicznych wielkości emisyjnych wyrażonych jako wartość średnia roczna oraz wartość średnia dobową, określonych w tabeli 29 zawartej w rozdziale 4.2.2. załącznika do Decyzji Wykonawczej Komisji (UE) 2021/2326 z dnia 30 listopada 2021 r., ustanawiającej konkluzje dotyczące najlepszych dostępnych technik (BAT) w odniesieniu do dużych obiektów energetycznego spalania zgodnie z dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE - zwane w niniejszym pozwoleniu „konkluzje BAT (LCP)”,
- ⁶⁾ ocena dotrzymywania standardu emisyjnego zgodnie z wymogami wynikającymi z mocy prawa (według stanu obowiązującego w dacie wydania decyzji – rozporządzenia Ministra Klimatu z dnia 24 września 2020 r. w sprawie standardów emisyjnych dla niektórych rodzajów instalacji, źródeł spalania paliw oraz urządzeń spalania lub współspalania odpadów (Dz. U. poz. 1860)).

b) od 1 lipca 2028 r. do 30 czerwca 2029 r.

Lp.	Numer emitora	Nazwa źródła emisji substancji	Nazwa substancji	Emisja dopuszczalna		Jednostka	
				ze źródła, z każdej części źródła	z emitora		
Instalacja wymagająca uzyskania pozwolenia zintegrowanego							
1	E-1	Kocioł OP-120 nr 2 o mocy nominalnej 83,7 MW _t , opalany gazem koksowniczym	Pył ogółem	5,5 ¹⁾ 5 ²⁾ 5 ³⁾	5,5 ¹⁾ 5 ²⁾ 5 ³⁾	[mg/m ³ _u] warunki umowne: temp. 273,15 K, ciśnienie 101,3 kPa, gaz suchy, 3% tlenu w gazach odlotowych	
			Dwutlenek siarki	300 ¹⁾ 400 ²⁾ 150 ³⁾	300 ¹⁾ 400 ²⁾ 150 ³⁾		
			Tlenek azotu i dwutlenek azotu w przeliczeniu na dwutlenek azotu	160 ¹⁾ 300 ^{2) 6)} 100 ³⁾	średnia obliczona ze standardów emisyjnych dla każdej części źródła, ważona względem nominalnej mocy cieplnej tych części źródła		
			Tlenek węgla	100 ⁴⁾	100 ⁴⁾		
			Amoniak	3 ³⁾	średnia obliczona ze standardów emisyjnych dla każdej części źródła, ważona względem nominalnej mocy cieplnej tych części źródła		
			Chlorowodór	0,4	1,2		kg/h
			Kocioł OP-120 nr 3 o mocy nominalnej 83,7 MW _t , opalany gazem koksowniczym	Pył ogółem	5,5 ¹⁾ 5 ²⁾ 5 ³⁾		
	Dwutlenek siarki	300 ¹⁾ 400 ²⁾ 150 ³⁾					
	Tlenek azotu i dwutlenek azotu w przeliczeniu na dwutlenek azotu	160 ¹⁾ 300 ^{2) 6)} 100 ³⁾					
	Amoniak	3 ³⁾					

		Kocioł OP-120 nr 5 o mocy nominalnej 83,7 MW _t , opalany gazem koksowniczym	Tlenek węgla	100 ⁴⁾		kg/h		
			Chlorowodór	0,4				
			Pył ogółem	5,5 ¹⁾ 5 ²⁾ 5 ³⁾			[mg/m ³ _u] warunki umowne: temp. 273,15 K, ciśnienie 101,3 kPa, gaz suchy, 3% tlenu w gazach odlotowych	
				Dwutlenek siarki				300 ¹⁾ 400 ²⁾ 150 ³⁾
								Tlenek azotu i dwutlenek azotu w przeliczeniu na dwutlenek azotu ⁵⁾
			Tlenek węgla	100 ⁴⁾				
			Chlorowodór	0,4			kg/h	
			2	E-2		Kocioł OP-120 nr 6 o mocy nominalnej 83,7 MW _t , opalany gazem koksowniczym	Pył ogółem	5,5 ¹⁾ 5 ²⁾ 5 ³⁾
Dwutlenek siarki	300 ¹⁾ 400 ²⁾ 150 ³⁾	300 ¹⁾ 400 ²⁾ 150 ³⁾						
	Tlenek azotu i dwutlenek azotu w przeliczeniu na dwutlenek azotu ⁵⁾	330 ¹⁾ 300 ²⁾ 6) 260 ³⁾			330 ¹⁾ 300 ²⁾ 6) 260 ³⁾			
Tlenek węgla	100 ⁴⁾	100 ⁴⁾			kg/h			
Chlorowodór	0,4	0,8						
Kocioł OP-120 nr 7 o mocy nominalnej 83,7 MW _t , opalany gazem koksowniczym	Pył ogółem	5,5 ¹⁾ 5 ²⁾ 5 ³⁾						[mg/m ³ _u] warunki umowne: temp. 273,15 K, ciśnienie 101,3 kPa, gaz suchy, 3% tlenu w gazach odlotowych
		Dwutlenek siarki			300 ¹⁾ 400 ²⁾ 150 ³⁾			
					Tlenek azotu i dwutlenek azotu w przeliczeniu na dwutlenek azotu ⁵⁾	330 ¹⁾ 300 ²⁾ 6) 260 ³⁾		
	Tlenek węgla	100 ⁴⁾						
	Chlorowodór	0,4			kg/h			
	3	EZ1			Zbiornik kwasu solnego o pojemności 45 m ³ nr 1	Chlorowodór		0,530
4	EZ2	Zbiornik kwasu solnego o pojemności 36 m ³ nr 2			Chlorowodór	0,530	0,530	
5	EZ3	Zbiornik kwasu solnego o pojemności 45 m ³ nr 3	Chlorowodór	0,530	0,530			
6	EZ4	Zbiornik kwasu solnego o pojemności 45 m ³ nr 4	Chlorowodór	0,530	0,530			
7	EZ5	Zbiornik ścieków kwaśnych o pojemności 100 m ³	Chlorowodór	0,050	0,050			

Objaśnienia:

- ¹⁾ wartość średnia dobową (średnia z okresu 24 godzin obliczona dla ważnych średnich wartości godzinnych uzyskanych w wyniku ciągłych pomiarów),
²⁾ wartość średnia miesięczna – standard emisyjny,
³⁾ wartość średnia roczna (średnia z okresu jednego roku obliczona dla ważnych średnich wartości godzinnych uzyskanych w wyniku ciągłych pomiarów),

⁴⁾ wskaźnikowy średni roczny poziom emisji,

⁵⁾ odstępstwo od poziomu BAT-AEL dla tlenków azotu (**tlenku azotu i dwutlenku azotu** w przeliczeniu na dwutlenek azotu), tj. granicznych wielkości emisyjnych wyrażonych jako wartość średnia roczna oraz wartość średnia dobową, określonych w tabeli 29 zawartej w rozdziale 4.2.2. załącznika do Decyzji Wykonawczej Komisji (UE) 2021/2326 z dnia 30 listopada 2021 r., ustanawiającej konkluzje dotyczące najlepszych dostępnych technik (BAT) w odniesieniu do dużych obiektów energetycznego spalania zgodnie z dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE - zwane w niniejszym pozwoleniu „konkluzje BAT (LCP)”,

⁶⁾ ocena dotrzymywania standardu emisyjnego zgodnie z wymogami wynikającymi z mocy prawa (według stanu obowiązującego w dacie wydania decyzji – rozporządzenia Ministra Klimatu z dnia 24 września 2020 r. w sprawie standardów emisyjnych dla niektórych rodzajów instalacji, źródeł spalania paliw oraz urządzeń spalania lub współspalania odpadów (Dz. U. poz. 1860)).

c) od 1 lipca 2029 r. do 31 marca 2030 r.

Lp.	Numer emitora	Nazwa źródła emisji substancji	Nazwa substancji	Emisja dopuszczalna		Jednostka
				ze źródła, z każdej części źródła	z emitora	
Instalacja wymagająca uzyskania pozwolenia zintegrowanego						
1	E-1	Kocioł OP-120 nr 2 o mocy nominalnej 83,7 MW _t , opalany gazem koksowniczym	Pył ogółem	5,5 ¹⁾ 5 ²⁾ 5 ³⁾	5,5 ¹⁾ 5 ²⁾ 5 ³⁾	[mg/m ³ _u] warunki umowne: temp. 273,15 K, ciśnienie 101,3 kPa, gaz suchy, 3% tlenu w gazach odlotowych
			Dwutlenek siarki	300 ¹⁾ 400 ²⁾ 150 ³⁾	300 ¹⁾ 400 ²⁾ 150 ³⁾	
			Tlenek azotu i dwutlenek azotu w przeliczeniu na dwutlenek azotu	160 ¹⁾ 300 ²⁾ 6) 100 ³⁾	średnia obliczona ze standardów emisyjnych dla każdej części źródła, ważona względem nominalnej mocy cieplnej tych części źródła	
			Tlenek węgla	100 ⁴⁾	100 ⁴⁾	
			Amoniak	3 ³⁾	średnia obliczona ze standardów emisyjnych dla każdej części źródła, ważona względem nominalnej mocy cieplnej tych części źródła	
			Chlorowodór	0,4	1,2	
		Kocioł OP-120 nr 3 o mocy nominalnej 83,7 MW _t , opalany gazem koksowniczym	Pył ogółem	5,5 ¹⁾ 5 ²⁾ 5 ³⁾		[mg/m ³ _u] warunki umowne: temp. 273,15 K, ciśnienie 101,3 kPa, gaz suchy, 3% tlenu w gazach odlotowych
			Dwutlenek siarki	300 ¹⁾ 400 ²⁾ 150 ³⁾		
			Tlenek azotu i dwutlenek azotu w przeliczeniu na dwutlenek azotu	160 ¹⁾ 300 ²⁾ 6) 100 ³⁾		
			Amoniak	3 ³⁾		
			Tlenek węgla	100 ⁴⁾		
			Chlorowodór	0,4		
		Kocioł OP-120 nr 5 o mocy nominalnej 83,7 MW _t , opalany gazem koksowniczym	Pył ogółem	5,5 ¹⁾ 5 ²⁾ 5 ³⁾		[mg/m ³ _u] warunki umowne: temp. 273,15 K, ciśnienie 101,3 kPa, gaz suchy, 3% tlenu
			Dwutlenek siarki	300 ¹⁾ 400 ²⁾ 150 ³⁾		

			Tlenek azotu i dwutlenek azotu w przeliczeniu na dwutlenek azotu ⁵⁾	330 ¹⁾ 300 ²⁾ 6) 260 ³⁾		w gazach odlotowych
			Tlenek węgla	100 ⁴⁾		kg/h
			Chlorowodór	0,4		
2	E-2	Kocioł OP-120 nr 6 o mocy nominalnej 83,7 MW _t , opalany gazem koksowniczym	Pył ogółem	5,5 ¹⁾ 5 ²⁾ 5 ³⁾	5,5 ¹⁾ 5 ²⁾ 5 ³⁾	[mg/m ³ _u] warunki umowne: temp. 273,15 K, ciśnienie 101,3 kPa, gaz suchy, 3% tlenu w gazach odlotowych
			Dwutlenek siarki	300 ¹⁾ 400 ²⁾ 150 ³⁾	300 ¹⁾ 400 ²⁾ 150 ³⁾	
			Tlenek azotu i dwutlenek azotu w przeliczeniu na dwutlenek azotu	160 ¹⁾ 300 ²⁾ 6) 100 ³⁾	średnia obliczona ze standardów emisyjnych dla każdej części źródła, ważona względem nominalnej mocy cieplnej tych części źródła	
			Tlenek węgla	100 ⁴⁾	100 ⁴⁾	
			Amoniak	3 ³⁾	średnia obliczona ze standardów emisyjnych dla każdej części źródła, ważona względem nominalnej mocy cieplnej tych części źródła	
			Chlorowodór	0,4	0,8	kg/h
		Kocioł OP-120 nr 7 o mocy nominalnej 83,7 MW _t , opalany gazem koksowniczym	Pył ogółem	5,5 ¹⁾ 5 ²⁾ 5 ³⁾		[mg/m ³ _u] warunki umowne: temp. 273,15 K, ciśnienie 101,3 kPa, gaz suchy, 3% tlenu w gazach odlotowych
			Dwutlenek siarki	300 ¹⁾ 400 ²⁾ 150 ³⁾		
			Tlenek azotu i dwutlenek azotu w przeliczeniu na dwutlenek azotu ⁵⁾	330 ¹⁾ 300 ²⁾ 6) 260 ³⁾		
			Tlenek węgla	100 ⁴⁾		
			Chlorowodór	0,4	kg/h	
		3	EZ1	Zbiornik kwasu solnego o pojemności 45 m ³ nr 1	Chlorowodór	0,530
4	EZ2	Zbiornik kwasu solnego o pojemności 36 m ³ nr 2	Chlorowodór	0,530	0,530	
5	EZ3	Zbiornik kwasu solnego o pojemności 45 m ³ nr 3	Chlorowodór	0,530	0,530	
6	EZ4	Zbiornik kwasu solnego o pojemności 45 m ³ nr 4	Chlorowodór	0,530	0,530	
7	EZ5	Zbiornik ścieków kwaśnych o pojemności 100 m ³	Chlorowodór	0,050	0,050	

Objaśnienia:

- ¹⁾ wartość średnia dobową (średnia z okresu 24 godzin obliczona dla ważnych średnich wartości godzinnych uzyskanych w wyniku ciągłych pomiarów),
- ²⁾ wartość średnia miesięczna – standard emisyjny,
- ³⁾ wartość średnia roczna (średnia z okresu jednego roku obliczona dla ważnych średnich wartości godzinnych uzyskanych w wyniku ciągłych pomiarów),
- ⁴⁾ wskaźnikowy średni roczny poziom emisji,
- ⁵⁾ odstępstwo od poziomu BAT-AEL dla tlenków azotu (**tlenku azotu i dwutlenku azotu** w przeliczeniu na dwutlenek azotu), tj. granicznych wielkości emisyjnych wyrażonych jako wartość średnia roczna oraz wartość średnia dobową, określonych

w tabeli 29 zawartej w rozdziale 4.2.2. załącznika do Decyzji Wykonawczej Komisji (UE) 2021/2326 z dnia 30 listopada 2021 r., ustanawiającej konkluzje dotyczące najlepszych dostępnych technik (BAT) w odniesieniu do dużych obiektów energetycznego spalania zgodnie z dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE - zwane w niniejszym pozwoleniu „konkluzje BAT (LCP)”,

⁶⁾ ocena dotrzymywania standardu emisyjnego zgodnie z wymogami wynikającymi z mocy prawa (według stanu obowiązującego w dacie wydania decyzji – rozporządzenia Ministra Klimatu z dnia 24 września 2020 r. w sprawie standardów emisyjnych dla niektórych rodzajów instalacji, źródeł spalania paliw oraz urządzeń spalania lub współspalania odpadów (Dz. U. poz. 1860)).

d) od 1 kwietnia 2030 r. do 31 grudnia 2030 r.

Lp.	Numer emitora	Nazwa źródła emisji substancji	Nazwa substancji	Emisja dopuszczalna		Jednostka	
				ze źródła, z każdej części źródła	z emitora		
Instalacja wymagająca uzyskania pozwolenia zintegrowanego							
1	E-1	Kocioł OP-120 nr 2 o mocy nominalnej 83,7 MW _t , opalany gazem koksowniczym	Pył ogółem	5,5 ¹⁾	5,5 ¹⁾	[mg/m ³ _u] warunki umowne: temp. 273,15 K, ciśnienie 101,3 kPa, gaz suchy, 3% tlenu w gazach odlotowych	
				5 ²⁾	5 ²⁾		
							5 ³⁾
			Dwutlenek siarki	300 ¹⁾	300 ¹⁾		
				400 ²⁾	400 ²⁾		
							150 ³⁾
			Tlenek azotu i dwutlenek azotu w przeliczeniu na dwutlenek azotu	160 ¹⁾	160 ¹⁾		
		300 ²⁾ 6)		300 ²⁾ 6)			
					100 ³⁾	100 ³⁾	
		Tlenek węgla	100 ⁴⁾	100 ⁴⁾			
		Amoniak	3 ³⁾	3 ³⁾			
		Chlorowodór	0,4	1,2	kg/h		
		Kocioł OP-120 nr 3 o mocy nominalnej 83,7 MW _t , opalany gazem koksowniczym	Pył ogółem	5,5 ¹⁾		[mg/m ³ _u] warunki umowne: temp. 273,15 K, ciśnienie 101,3 kPa, gaz suchy, 3% tlenu w gazach odlotowych	
				5 ²⁾			5 ²⁾
			Dwutlenek siarki	300 ¹⁾			
400 ²⁾							
	150 ³⁾						
Tlenek azotu i dwutlenek azotu w przeliczeniu na dwutlenek azotu			160 ¹⁾				
	300 ²⁾ 6)						
		100 ³⁾					
Amoniak	3 ³⁾						
Tlenek węgla	100 ⁴⁾						
Chlorowodór	0,4		kg/h				
Kocioł OP-120 nr 5 o mocy nominalnej 83,7 MW _t , opalany gazem koksowniczym	Pył ogółem	5,5 ¹⁾		[mg/m ³ _u] warunki umowne: temp. 273,15 K, ciśnienie 101,3 kPa, gaz suchy, 3% tlenu w gazach odlotowych			
		5 ²⁾			5 ²⁾		
	5 ³⁾					5 ³⁾	
Dwutlenek siarki		300 ¹⁾					
	400 ²⁾						
150 ³⁾							

			Tlenek azotu i dwutlenek azotu w przeliczeniu na dwutlenek azotu	160 ¹⁾ 300 ^{2) 6)} 100 ³⁾		
			Tlenek węgla	100 ⁴⁾		
			Amoniak	3 ³⁾		
			Chlorowodór	0,4		kg/h
2	E-2	Kocioł OP-120 nr 6 o mocy nominalnej 83,7 MW _t , opalany gazem koksowniczym	Pył ogółem	5,5 ¹⁾ 5 ²⁾ 5 ³⁾	5,5 ¹⁾ 5 ²⁾ 5 ³⁾	[mg/m ³ _u] warunki umowne: temp. 273,15 K, ciśnienie 101,3 kPa, gaz suchy, 3% tlenu w gazach odlotowych
			Dwutlenek siarki	300 ¹⁾ 400 ²⁾ 150 ³⁾	300 ¹⁾ 400 ²⁾ 150 ³⁾	
			Tlenek azotu i dwutlenek azotu w przeliczeniu na dwutlenek azotu	160 ¹⁾ 300 ^{2) 6)} 100 ³⁾	średnia obliczona ze standardów emisyjnych dla każdej części źródła, ważona względem nominalnej mocy cieplnej tych części źródła	
			Tlenek węgla	100 ⁴⁾	100 ⁴⁾	
			Amoniak	3 ³⁾	średnia obliczona ze standardów emisyjnych dla każdej części źródła, ważona względem nominalnej mocy cieplnej tych części źródła	
			Chlorowodór	0,4	0,8	
						kg/h
	E-2	Kocioł OP-120 nr 7 o mocy nominalnej 83,7 MW _t , opalany gazem koksowniczym	Pył ogółem	5,5 ¹⁾ 5 ²⁾ 5 ³⁾		[mg/m ³ _u] warunki umowne: temp. 273,15 K, ciśnienie 101,3 kPa, gaz suchy, 3% tlenu w gazach odlotowych
			Dwutlenek siarki	300 ¹⁾ 400 ²⁾ 150 ³⁾		
			Tlenek azotu i dwutlenek azotu w przeliczeniu na dwutlenek azotu ⁵⁾	330 ¹⁾ 300 ^{2) 6)} 260 ³⁾		
			Tlenek węgla	100 ⁴⁾		
			Chlorowodór	0,4		
						kg/h
3	EZ1	Zbiornik kwasu solnego o pojemności 45 m ³ nr 1	Chlorowodór	0,530	0,530	kg/h
4	EZ2	Zbiornik kwasu solnego o pojemności 36 m ³ nr 2	Chlorowodór	0,530	0,530	
5	EZ3	Zbiornik kwasu solnego o pojemności 45 m ³ nr 3	Chlorowodór	0,530	0,530	
6	EZ4	Zbiornik kwasu solnego o pojemności 45 m ³ nr 4	Chlorowodór	0,530	0,530	
7	EZ5	Zbiornik ścieków kwaśnych o pojemności 100 m ³	Chlorowodór	0,050	0,050	

Objaśnienia:

- ¹⁾ wartość średnia dobowa (średnia z okresu 24 godzin obliczona dla ważnych średnich wartości godzinnych uzyskanych w wyniku ciągłych pomiarów),
- ²⁾ wartość średnia miesięczna – standard emisyjny,
- ³⁾ wartość średnia roczna (średnia z okresu jednego roku obliczona dla ważnych średnich wartości godzinnych uzyskanych w wyniku ciągłych pomiarów),
- ⁴⁾ wskaźnikowy średni roczny poziom emisji,
- ⁵⁾ odstępstwo od poziomu BAT-AEL dla tlenków azotu (**tlenku azotu i dwutlenku azotu** w przeliczeniu na dwutlenek azotu), tj. granicznych wielkości emisyjnych wyrażonych jako wartość średnia roczna oraz wartość średnia dobową, określonych w tabeli 29 zawartej w rozdziale 4.2.2. załącznika do Decyzji Wykonawczej Komisji (UE) 2021/2326 z dnia 30 listopada 2021 r., ustanawiającej konkluzje dotyczące najlepszych dostępnych technik (BAT) w odniesieniu do dużych obiektów energetycznego spalania zgodnie z dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE - zwane w niniejszym pozwoleniu „konkluzje BAT (LCP)”,
- ⁶⁾ ocena dotrzymywania standardu emisyjnego zgodnie z wymogami wynikającymi z mocy prawa (według stanu obowiązującego w dacie wydania decyzji – rozporządzenia Ministra Klimatu z dnia 24 września 2020 r. w sprawie standardów emisyjnych dla niektórych rodzajów instalacji, źródeł spalania paliw oraz urządzeń spalania lub współspalania odpadów (Dz. U. poz. 1860)).

e) od 1 stycznia 2031 r.

Lp.	Numer emitora	Nazwa źródła emisji substancji	Nazwa substancji	Emisja dopuszczalna		Jednostka
				ze źródła, z każdej części źródła	z emitora	
Instalacja wymagająca uzyskania pozwolenia zintegrowanego						
1	E-1	Kocioł OP-120 nr 2 o mocy nominalnej 83,7 MW _t , opalany gazem koksowniczym	Pył ogółem	5,5 ¹⁾ 5 ²⁾ 5 ³⁾	5,5 ¹⁾ 5 ²⁾ 5 ³⁾	[mg/m ³ _u] warunki umowne: temp. 273,15 K, ciśnienie 101,3 kPa, gaz suchy, 3% tlenu w gazach odlotowych
			Dwutlenek siarki	300 ¹⁾ 400 ²⁾ 150 ³⁾	300 ¹⁾ 400 ²⁾ 150 ³⁾	
			Tlenek azotu i dwutlenek azotu w przeliczeniu na dwutlenek azotu	160 ¹⁾ 300 ²⁾ 5) 100 ³⁾	160 ¹⁾ 300 ²⁾ 5) 100 ³⁾	
			Tlenek węgla	100 ⁴⁾	100 ⁴⁾	
			Amoniak	3 ³⁾	3 ³⁾	
			Chlorowodór	0,4	1,2	
		Kocioł OP-120 nr 3 o mocy nominalnej 83,7 MW _t , opalany gazem koksowniczym	Pył ogółem	5,5 ¹⁾ 5 ²⁾ 5 ³⁾		[mg/m ³ _u] warunki umowne: temp. 273,15 K, ciśnienie 101,3 kPa, gaz suchy, 3% tlenu w gazach odlotowych
			Dwutlenek siarki	300 ¹⁾ 400 ²⁾ 150 ³⁾		
			Tlenek azotu i dwutlenek azotu w przeliczeniu na dwutlenek azotu	160 ¹⁾ 300 ²⁾ 5) 100 ³⁾		
			Amoniak	3 ³⁾		
			Tlenek węgla	100 ⁴⁾		
			Chlorowodór	0,4		
		Kocioł OP-120 nr 5 o mocy nominalnej 83,7 MW _t , opalany gazem koksowniczym	Pył ogółem	5,5 ¹⁾ 5 ²⁾ 5 ³⁾		[mg/m ³ _u] warunki umowne: temp. 273,15 K, ciśnienie 101,3 kPa, gaz suchy, 3% tlenu w gazach odlotowych
			Dwutlenek siarki	300 ¹⁾ 400 ²⁾ 150 ³⁾		

			Tlenek azotu i dwutlenek azotu w przeliczeniu na dwutlenek azotu	160 ¹⁾ 300 ^{2) 5)} 100 ³⁾		
			Tlenek węgla	100 ⁴⁾		
			Amoniak	3 ³⁾		
			Chlorowodór	0,4		kg/h
2	E-2	Kocioł OP-120 nr 6 o mocy nominalnej 83,7 MW _t , opalany gazem koksowniczym	Pył ogółem	5,5 ¹⁾ 5 ²⁾ 5 ³⁾	5,5 ¹⁾ 5 ²⁾ 5 ³⁾	[mg/m ³ _u] warunki umowne: temp. 273,15 K, ciśnienie 101,3 kPa, gaz suchy, 3% tlenu w gazach odlotowych
			Dwutlenek siarki	300 ¹⁾ 400 ²⁾ 150 ³⁾	300 ¹⁾ 400 ²⁾ 150 ³⁾	
			Tlenek azotu i dwutlenek azotu w przeliczeniu na dwutlenek azotu	160 ¹⁾ 300 ^{2) 5)} 100 ³⁾	160 ¹⁾ 300 ^{2) 5)} 100 ³⁾	
			Tlenek węgla	100 ⁴⁾	100 ⁴⁾	
			Amoniak	3 ³⁾	3 ³⁾	
			Chlorowodór	0,4	0,8	
		Kocioł OP-120 nr 7 o mocy nominalnej 83,7 MW _t , opalany gazem koksowniczym	Pył ogółem	5,5 ¹⁾ 5 ²⁾ 5 ³⁾		[mg/m ³ _u] warunki umowne: temp. 273,15 K, ciśnienie 101,3 kPa, gaz suchy, 3% tlenu w gazach odlotowych
			Dwutlenek siarki	300 ¹⁾ 400 ²⁾ 150 ³⁾		
			Tlenek azotu i dwutlenek azotu w przeliczeniu na dwutlenek azotu	160 ¹⁾ 300 ^{2) 5)} 100 ³⁾		
			Tlenek węgla	100 ⁴⁾		
			Amoniak	3 ³⁾		
			Chlorowodór	0,4		
3	EZ1	Zbiornik kwasu solnego o pojemności 45 m ³ nr 1	Chlorowodór	0,530	0,530	kg/h
4	EZ2	Zbiornik kwasu solnego o pojemności 36 m ³ nr 2	Chlorowodór	0,530	0,530	
5	EZ3	Zbiornik kwasu solnego o pojemności 45 m ³ nr 3	Chlorowodór	0,530	0,530	
6	EZ4	Zbiornik kwasu solnego o pojemności 45 m ³ nr 4	Chlorowodór	0,530	0,530	
7	EZ5	Zbiornik ścieków kwaśnych o pojemności 100 m ³	Chlorowodór	0,050	0,050	
EMISJA ROCZNA Z INSTALACJI WYMAGAJĄCEJ UZYSKANIA POZWOLENIA ZINTEGROWANEGO						
Nazwa substancji				Wielkość emisji rocznej Mg/rok ⁶⁾		
8	Pył			9,44		
	Dwutlenek siarki			283,2		
	Tlenek azotu i dwutlenek azotu w przeliczeniu na dwutlenek azotu			188,8		
	Tlenek węgla			188,8		
	Amoniak			5,7		
	Chlorowodór			17,57		

Objaśnienia

- ¹⁾ wartość średnia dobowa (średnia z okresu 24 godzin obliczona dla ważnych średnich wartości godzinnych uzyskanych w wyniku ciągłych pomiarów),
 - ²⁾ wartość średnia miesięczna – standard emisyjny,
 - ³⁾ wartość średnia roczna (średnia z okresu jednego roku obliczona dla ważnych średnich wartości godzinnych uzyskanych w wyniku ciągłych pomiarów),
 - ⁴⁾ wskaźnikowy średni roczny poziom emisji,
 - ⁵⁾ ocena dotrzymywania standardu emisyjnego zgodnie z wymogami wynikającymi z mocy prawa (według stanu obowiązującego w dacie wydania decyzji – rozporządzenia Ministra Klimatu z dnia 24 września 2020 r. w sprawie standardów emisyjnych dla niektórych rodzajów instalacji, źródeł spalania paliw oraz urządzeń spalania lub współspalania odpadów (Dz. U. poz. 1860)),
 - ⁶⁾ przy maksymalnym rocznym zużyciu gazu koksowniczego do 438 000 tys. Nm³/rok.
- f) emisja roczna z instalacji wymagającej uzyskania pozwolenia zintegrowanego w okresie udzielonego odstępstwa tj. do 31.12.2030 r.

Emisja roczna z instalacji spalania paliw o łącznej nominalnej mocy 418,5 MW _t (Mg/rok) ¹⁾				
Nazwa substancji	do 2027 r.	2028 r.	2029 r.	2030 r.
Pył	9,44	9,44	9,44	9,44
Dwutlenek siarki	283,2	283,2	283,2	283,2
Tlenek azotu i dwutlenek azotu w przeliczeniu na dwutlenek azotu	490,9	425	329,7	253,5
Tlenek węgla	188,8	188,8	188,8	188,8
Amoniak	-	1,35	3,11	4,54
Chlorowodór	17,57	17,57	17,57	17,57

Objaśnienia

- ¹⁾ przy maksymalnym zużyciu gazu koksowniczego do 438 000 tys. Nm³/rok

II.1.3. Odstępstwo od dotrzymywania granicznych wielkości emisyjnych dla tlenków azotu

Dopuszcza się eksploatację instalacji do energetycznego spalania paliw o łącznej nominalnej mocy 418,5 MW_t z odstępstwem od obowiązku dotrzymywania granicznych wielkości emisyjnych dla **tlenków azotu**, tj. poziomu BAT-AEL określonego w tabeli 29 zawartej w rozdziale 4.2.2. załącznika do Decyzji Wykonawczej Komisji (UE) 2021/2326 z dnia 30 listopada 2021 r. ustanawiającej konkluzje dotyczące najlepszych dostępnych technik (BAT) w odniesieniu do dużych obiektów energetycznego spalania zgodnie z dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE w okresie:

- dla kotłów OP-120 nr 2 i 3 do 30 czerwca 2028 r.,
- dla kotła OP-120 nr 6 do 30 czerwca 2029 r.,
- dla kotła OP-120 nr 5 do 31 marca 2030 r.,
- dla kotła OP-120 nr 7 do 31 grudnia 2030 r.

Powyższe daty wynikają z etapowego oddawania do użytkowania instalacji katalitycznego odazotowania spalin (SCR).

Dopuszczalne warunki wprowadzania do powietrza tlenków azotu z instalacji spalania paliw w okresie odstępstwa, tj. do dnia 31 grudnia 2030 r. określają tabele zawarte w punkcie II.1.2.”

4. Punkt II.2.1. pn. „Rodzaje i ilości przewidzianych do wytwarzania odpadów wraz z określeniem miejsca ich magazynowania, sposobu dalszego zagospodarowania, składu chemicznego i właściwości” otrzymuje nowe brzmienie:

„II.2.1. Rodzaje i ilości przewidzianych do wytwarzania odpadów wraz z określeniem miejsca ich magazynowania, sposobu dalszego zagospodarowania, składu chemicznego i właściwości

Lp.	Kod odpadu	Rodzaj odpadu	Właściwości i skład chemiczny		Miejsce i sposób magazynowania odpadów	Sposób zagospodarowania
			Ilość w Mg/rok			
			Instalacja wymagająca uzyskania pozwolenia zintegrowanego	Instalacje pozostałe		
ODPADY NIEBEZPIECZNE						
1.	13 01 13*	Inne oleje hydrauliczne	Podstawowy skład chemiczny: Oleje te zawierają różne frakcje węglowodorów zanieczyszczone substancjami powstającymi w wyniku zużycia elementów mechanicznych urządzeń. Powstające zanieczyszczenia to bardzo drobne frakcje metali z czego największą grupę stanowi bar, wapń, cynk, magnez, ołów, kadm i miedź. Pozostałe substancje to związki powstające z dodatków uszlachetniających głównie fosforu, siarki i arsenu. Właściwości odpadu: HP4 - drażniące, HP5 - działanie toksyczne na narządy docelowe, odpad płynny.		Odpady są magazynowane w beczkach stalowych i/lub mauzerach w magazynie odpadów.	Odzysk przez zewnętrzną firmę
		15,0	5,0			
2.	13 02 05*	Mineralne oleje silnikowe, przekładniowe i smarowe niezawierające związków chlorowcoorganicznych	Podstawowy skład chemiczny: Przepracowane oleje turbinowe i sprężarkowe powstające w wyniku wymiany na skutek ich mechanicznego zanieczyszczenia oraz w procesie przemian dodatków stosowanych w oleju. Oleje przepracowane stanowią mieszaninę wyjściowych olejów bazowych zanieczyszczonych głównie zanieczyszczeniami mechanicznymi. Oleje te zanieczyszczone będą także związkami różnych metali (żelaza, aluminium, miedzi, cyny) oraz związkami fosforu, siarki, wapnia, cynku i baru powstającymi w wyniku starzenia i rozkładu dodatków uszlachetniających. Właściwości odpadu: HP14 - ekotoksyczne, odpad płynny.		Odpady są magazynowane w beczkach stalowych i/lub mauzerach w magazynie odpadów.	Odzysk przez zewnętrzną firmę
		1,0	9,0			
3.	13 02 08*	Inne oleje silnikowe, przekładniowe i smarowe	Podstawowy skład chemiczny: Oleje te zanieczyszczone są głównie substancjami powstającymi w wyniku zużycia elementów mechanicznych urządzeń przekładniowych, a powstające zanieczyszczenia to bardzo drobne frakcje metali, z czego największą grupę stanowi żelazo około 500 mg/kg oraz cynk 600 mg/kg. Pozostałe substancje mieszczą się w granicach typowych zanieczyszczeń dla olejów przepracowanych. Właściwości odpadu: HP4 - drażniące, HP14 - ekotoksyczne, odpad płynny.		Odpady są magazynowane w beczkach stalowych i/lub mauzerach w magazynie odpadów.	Odzysk przez zewnętrzną firmę
		17,0	3,0			
4.	13 03 07*	Mineralne oleje i ciecze stosowane jako elektroizolatory oraz nośniki ciepła niezawierające związków	Podstawowy skład chemiczny: Zużyte mineralne oleje transformatorowe, kondensatorowe i oleje ze sprężarek. Cechują się wysokim współczynnikiem przewodzenia ciepła, wysoką przenikalnością elektryczną i niskim współczynnikiem strat dielektrycznych. Ulegają one procesowi starzenia w wyniku zachodzących reakcji		Odpady są magazynowane w beczkach stalowych i/lub mauzerach w magazynie odpadów.	Odzysk przez zewnętrzną firmę

		chlorowcoorganicznych	chemicznych w trakcie eksploatacji, tracąc swoje właściwości techniczne poprzez zmianę gęstości. Skład chemiczny odpadów będzie podobny jak w przypadku w/w olejów elektroizolacyjnych, ale bez PCB. <u>Właściwości odpadu:</u> HP14 - ekotoksyczne, odpad płynny.		
			5,0 35,0		
5.	13 03 10*	Inne oleje i ciecze stosowane jako elektroizolatory oraz nośniki ciepła	<u>Podstawowy skład chemiczny:</u> Będą to odpady olejów produkowanych jako mieszaniny olejów mineralnych i syntetycznych. Skład chemiczny olejów to różne frakcje węglowodorów, które na skutek starzenia się oleju ulegają polimeryzacji. Oleje odpadowe zanieczyszczone będą również zanieczyszczeniami mechanicznymi oraz produktami rozkładu dodatków uszlachetniających, a ich zużycie wiąże się ze zmianą ich gęstości w trakcie eksploatacji. <u>Właściwości odpadu:</u> HP14 - ekotoksyczne, odpad płynny.	Odpady są magazynowane w beczkach stalowych i/lub mauzerach w magazynie odpadów.	Odzysk przez zewnętrzną firmę
			0,5 4,5		
6.	16 02 15*	Niebezpieczne elementy lub części składowe usunięte z zużytych urządzeń	<u>Podstawowy skład chemiczny:</u> Są to niebezpieczne zużyte części urządzeń np. niebezpieczne części komputerów typu lampy oscyloskopowe, lampy kineskopowe. Lampy te składają się ze szklanej obudowy, w środku której znajduje się katoda i anoda z metalu (niklu, cynku, kadmu) pokrytego tlenkami metali zwykle baru, strontu, wapnia albo tlenkami toru oraz warstwa luminoforu w postaci siarczków lub tlenków takich metali jak: kadm, wapń, beryl z dodatkiem aktywatorów w postaci domieszek manganu, srebra i miedzi. <u>Właściwości odpadu:</u> HP6 - toksyczne, HP10 - działające szkodliwie na rozrodczość, HP14 - ekotoksyczne, odpad stały.	Odpady są magazynowane w pojemniku w magazynie odpadów, na szczelnej nawierzchni betonowej.	Odzysk przez zewnętrzną firmę
			0,2 0,1		
7.	16 05 07*	Zużyte nieorganiczne chemikalia zawierające substancje niebezpieczne (np. przeterminowane odczynniki chemiczne)	<u>Podstawowy skład chemiczny:</u> Odczynniki chemiczne do analizatorów. Należą do nich m.in. chlorek baru, azotan srebra, chlorek żelaza wodorotlenek sodu, pirosiarczan sodu, kwas azotowy, kwas solny, kwas siarkowy itp. <u>Właściwości odpadu:</u> HP2 – utleniające, HP4 - drażniące, HP5 – działanie toksyczne na narządy docelowe, HP6 – toksyczne, HP8 – żrące, HP14 - ekotoksyczne, odpad płynny.	Odpady są magazynowane w pojemnikach, w wydzielonym pomieszczeniu, magazynie odpadów, w laboratorium chemicznym, na szczelnej nawierzchni betonowej.	Unieszkodliwianie lub odzysk przez zewnętrzną firmę
			- 0,01		
8.	16 05 08*	Zużyte organiczne chemikalia zawierające substancje niebezpieczne (np. przeterminowane odczynniki chemiczne)	<u>Podstawowy skład chemiczny:</u> Odczynniki chemiczne; 2,2-bipirydył, fenantrolina, chloroform, metol, pirogalol, chlorowodorek hydroksylaminy itp. <u>Właściwości odpadu:</u> HP3 - łatwopalne, HP4 - drażniące, HP5 – działanie toksyczne na narządy docelowe, HP6 – ostra toksyczność, HP7 – rakotwórcze, HP14 - ekotoksyczne, odpad płynny.	Odpady są magazynowane w wydzielonym pomieszczeniu, w laboratorium chemicznym, w pojemnikach, na szczelnej nawierzchni betonowej.	Unieszkodliwianie lub odzysk przez zewnętrzną firmę
			- 0,01		
ODPADY INNE NIŻ NIEBEZPIECZNE					

9.	16 01 99	Inne niewymienione odpady	<u>Podstawowy skład chemiczny:</u> Odpady stanowią gumowe zużyte przenośniki taśmowe, których podstawowymi składnikami są: kauczuk polichloroprenowy i butadienowo akrylonitrylowy oraz kreda, mika, talk i sadza. <u>Właściwości odpadu:</u> odpad niepalny, nieposiadający właściwości wybuchowych i utleniających, nietoksyczny, odpad stały.	Odpady są magazynowane w magazynie odpadów, na szczelnej nawierzchni betonowej.	Odzysk przez zewnętrzną firmę
			1,0	-	
10.	16 02 14	Zużyte urządzenia inne niż wymienione w 16 02 09 do 16 02 13	<u>Podstawowy skład chemiczny:</u> Zużyte urządzenia elektryczne i elektroniczne, uszkodzone urządzenia typu silniki, prostowniki, wymagające wymiany na nowe. Odpady te składają się z elementów metalowych, plastikowych i szklanych i nie zawierają substancji niebezpiecznych. <u>Właściwości odpadu:</u> odpad niepalny, nie posiadający właściwości wybuchowych i utleniających, nietoksyczny, odpad stały.	Odpady są magazynowane w pojemniku w magazynie odpadów.	Odzysk przez zewnętrzną firmę
			1,5	0,5	
11.	16 02 16	Elementy usunięte z zużytych urządzeń inne niż wymienione w 16 02 15	<u>Podstawowy skład chemiczny:</u> Są to odpady inne niż niebezpieczne w postaci zużytych elementów urządzeń np. styczniki, czujniki, przekaźniki, aparaty elektryczne, przewody, kable, płytki elektroniczne, powstające w wyniku ich wymiany na nowe. Skład tych odpadów to mieszanina różnego rodzaju metali, tworzyw sztucznych i elementów szklanych nie zawierających substancji niebezpiecznych. <u>Właściwości odpadu:</u> odpad niepalny, nie posiadający właściwości wybuchowych i utleniających, nietoksyczny, odpad stały.	Odpady są magazynowane w pojemniku w magazynie odpadów.	Odzysk przez zewnętrzną firmę
			0,3	0,2	
12.	19 09 05	Nasycone lub zużyte żywice jonowymienne	<u>Podstawowy skład chemiczny:</u> Zużyte masy jonowymienne powstają przy wymianie masy jonitowej, której dokonuje się w zależności od parametrów jonitu raz na kilka, kilkanaście lat. Jonity to polimery organiczne, do których w trakcie polimeryzacji wprowadzono grupy jonowymienne. Grupy te wprowadza się w trakcie polimeryzacji: styrenu, formaldehydu, kopolimeru styrenu z dwuwinylobenzenem. Jonity są ciałami stałymi, nierozpuszczalnymi w wodzie, o strukturze porowatej, dużej powierzchni aktywnej. <u>Właściwości odpadu:</u> odpad niepalny, nie posiadający właściwości wybuchowych i utleniających, nietoksyczny, odpad stały.	Odpady są magazynowane w workach foliowych na szczelnej nawierzchni betonowej w magazynie odpadów - w magazynku odpadów obok stacji uzdatniania wody.	Odzysk przez zewnętrzną firmę
			30,0	-	
13.	19 09 99	Inne niewymienione odpady (żwir filtracyjny)	<u>Podstawowy skład chemiczny:</u> Odpad żwiru filtracyjnego o granulacji od 3-5 mm, którego podstawowym składnikiem jest obojętna krzemionka. Zawiera zanieczyszczenia mechaniczne w postaci tlenków żelaza i manganu. <u>Właściwości odpadu:</u> odpad niepalny, nie posiadający właściwości wybuchowych i utleniających, nietoksyczny, odpad stały.	Odpady są magazynowane w workach foliowych na szczelnej nawierzchni betonowej w magazynie odpadów - w magazynku odpadów obok stacji uzdatniania wody.	Odzysk przez zewnętrzną firmę
			5,0	-	

Prowadzący instalację, w zakresie gospodarki wytwarzanymi odpadami, zobowiązany jest spełniać następujące warunki:

- a) odpady, do czasu przekazania upoważnionym odbiorcom, magazynować selektywnie w miejscu ich powstawania, w sposób zabezpieczający przed dostępem osób postronnych i nie powodujący zagrożenia dla środowiska, zdrowia i życia ludzi, w wydzielonych miejscach na terenie zakładu;
- b) wszystkie wytworzone odpady umieszczać w odpowiednio oznakowanych pojemnikach lub beczkach wykonanych z materiałów odpornych na działanie składników odpadów; na każdym opakowaniu/pojemniku umieszczać etykietę z kodem i nazwą odpadu;
- c) odpady przekazywane do zagospodarowania innym posiadaczom transportować środkami firm zewnętrznymi;
- d) wytworzone odpady przekazywać kolejnym posiadaczom (uprawnionym firmom), tj. posiadającym stosowne zezwolenia w zakresie przetwarzania odpadów;
- e) wszystkie prace związane z odpadami, uwzględniając w sposób szczególny gospodarowanie odpadami niebezpiecznymi, prowadzić w sposób bezpieczny dla środowiska;
- f) prowadzić działania mające na celu zapobieganie powstawaniu odpadów;
- g) dokonywać systematycznych przeglądów i remontów urządzeń wchodzących w skład instalacji;
- h) stosować w procesie technologicznym surowce i materiały oraz urządzenia wysokiej jakości, gwarantujące dłuższą eksploatację."

5. W punkcie II.3. pn. „Emisja hałasu do środowiska” podpunkt 1 pn. „Źródła emisji hałasu, rozkład czasu pracy źródeł emisji hałasu dla doby” otrzymuje w całości nowe brzmienie:

„II.3.1. Źródła emisji hałasu, rozkład czasu pracy źródeł emisji hałasu dla doby

Lp.	Oznaczenie źródła	Nazwa źródła	Ilość [szt.]	Rozkład czasu pracy źródeł hałasu w czasie odniesienia ¹⁾	
				Pora dnia [h]	Pora nocy [h]
1.	Z1	Kotłownia	1	8	1
2.	Z2	Maszynownia	1	8	1
3.	Z3	Pompownia centralna	1	8	1
4.	Z4	Pompownia wody powrotnej	1	8	1
5.	Z5-Z9	Wentylator ciągu kotłów 2, 3, 5, 6, 7	5	8	1
6.	Z10-Z11	Wentylator na budynku transformatorów	2	8	1
7.	Z12-Z13	Chłodnie kominowe 2, 3	2	8	1
8.	Z33	Budynek transformatorów blokowych 1-4	1	8	1
9.	Z14-Z18	Kanały spalin do SCR kotłów 2, 3, 5, 6, 7	5	8	1
10.	Z19-Z23	Kanały spalin z SCR kotłów 2, 3, 5, 6, 7	5	8	1
11.	Z24	Kontenerowa stacja demineralizacji	1	8	1
12.	Z25	Sprężarkownia powietrza	1	8	1
13.	Z26	Budynek pompowni (gospodarka wody amoniakalnej)	1	8	1
14.	Z27-Z31	Wentylator powietrza rozcieńczającego	5	8	1
15.	Z32	Rozładunek samochodu z wodnym roztworem amoniaku	1	8	0

¹⁾ przedział czasu odniesienia równy 8 najmniej korzystnym godzinom dnia (6:00-22:00) kolejno po sobie następującym lub 1 najmniej korzystnej godzinie nocy (22:00-6:00)."

6. W punkcie II.5. pn. „Ilość, stan i skład ścieków” wykreśla się treść o brzmieniu:

„W okresach pogody bezdeszczowej w celu zapobiegania wtórnemu pyleniu, ścieki z obiegu kotłowego mogą być wykorzystywane w całości do zraszania składowiska odpadów paleniskowych”.

7. W punkcie VI. pn. „Wymagane działania, w tym środki techniczne mające na celu ograniczenie emisji w szczególności sposoby osiągnięcia wysokiego poziomu ochrony środowiska jako całości, w tym metody minimalizacji ilości powstających odpadów oraz sposoby ograniczania oddziaływań transgranicznych” podpunkt 2 otrzymuje w całości nowe brzmienie:

„VI.2. w zakresie ochrony powietrza przed zanieczyszczeniami:

- prowadzenie monitorowania kluczowych parametrów procesu mających zastosowanie w przypadku emisji do powietrza, w tym przepływu gazów odlotowych, zawartości tlenu w gazach odlotowych, temperatury i ciśnienia oraz wilgotności gazów odlotowych (BAT 3) oraz wymagań wynikających bezpośrednio z mocy prawa, tj. obowiązującego rozporządzenia dotyczącego pomiarów wielkości emisji substancji do powietrza,
- prowadzenie ciągłego monitorowania emisji pyłu, dwutlenku siarki, tlenków azotu, tlenku węgla i amoniaku¹⁾ oraz raz w roku monitoringu trójtlenku siarki¹⁾ z instalacji spalania paliw opalanej gazem koksowniczym (BAT 4) oraz wymagań wynikających bezpośrednio z mocy prawa, tj. obowiązującego rozporządzenia dotyczącego pomiarów wielkości emisji substancji do powietrza,
- zapewnienie optymalnego spalania poprzez: konserwację układu spalania (regularne i planowane przeglądy techniczne instalacji, remonty i modernizacje układu odprowadzania spalin), zaawansowany system kontroli (automatyka systemu spalania oraz systemu kontroli i sterowania), dobrą konstrukcję urządzeń do spalania (stosowanie palników niskoemisyjnych) oraz dobór paliwa (BAT 6),
- optymalizowanie udziału reagenta, homogenicznego rozkładu reagenta, optymalny rozmiar kropeł reagenta w celu ograniczenia emisji amoniaku do powietrza w związku z zastosowaniem SCR (BAT 7)¹⁾;
- prowadzenie działań - w ramach projektowania, eksploatacji i konserwacji instalacji mających na celu zapobieganie emisjom do powietrza lub ich ograniczanie - zapewniających stosowanie systemów redukcji emisji przy optymalnej wydajności i dostępności (BAT 8),
- wykorzystanie oczyszczonego gazu koksowniczego jako paliwa w instalacji spalania, w celu zapobiegania i ograniczania emisji pyłu, dwutlenku siarki, tlenku węgla i niespalonych substancji z procesu spalania paliw oraz zapewnienia dotrzymywania granicznych wielkości emisyjnych (BAT-AEL_s)/standardów emisyjnych pyłu i dwutlenku siarki (BAT 6, BAT 50, BAT 51),
- kontrola jakości wykorzystywanego w instalacji paliwa (BAT 9, BAT 1) w zakresie określonym w punkcie IX.1. pozwolenia zintegrowanego,
- kontrola pracy instalacji w warunkach odbiegających od normalnych, w tym rejestrowanie wielkości emisji substancji do powietrza, poddawanie ich okresowej analizie i prowadzenie działań korygujących (BAT 10),
- prowadzenie ciągłego monitorowania emisji pyłu, dwutlenku siarki, tlenków azotu i tlenku węgla z instalacji spalania paliw opalanej gazem koksowniczym, w tym w warunkach odbiegających od normalnych (BAT 11),
- dotrzymywanie granicznych wielkości emisyjnych (BAT-AEL_s)/standardów emisyjnych substancji, określonych dla instalacji spalania paliw, w tym stosowanie następujących technik mających na celu ograniczenie emisji do powietrza:

- stosowanie palników niskoemisyjnych w kotłach instalacji spalania paliw, zaawansowany system kontroli i optymalizacji spalania - w celu zapobiegania emisjom NO_x i CO do powietrza (BAT 47, BAT 49),
- zabudowa indywidualnych instalacji, odazotowania spalin metodą katalityczną (SCR) dla pięciu kotłów OP-120 (BAT 7, BAT 47)¹⁾,
- stosowanie systemu zarządzania (i gospodarki) gazem procesowym oraz wykorzystanie oczyszczonego gazu koksowniczego jako paliwa w instalacji spalania (gaz koksowniczy oczyszczony przez dostawcę paliwa metodami absorpcji nisko i wysokociśnieniowej SO₂ (instalacja Clausa) (BAT 50),
- dobór paliwa i zarządzanie gazem koksowniczym o niskiej zawartości pyłu lub popiołu (BAT 51).

Objaśnienie:

¹⁾ obowiązuje dla kotłów nr 2 i 3 od 1 lipca 2028 r., dla kotła nr 6 od 1 lipca 2029 r., dla kotła nr 5 od 1 kwietnia 2030 r., dla kotła nr 7 od 1 stycznia 2031 r.”

8. W punkcie VI. pn. „Wymagane działania, w tym środki techniczne mające na celu ograniczenie emisji w szczególności sposoby osiągnięcia wysokiego poziomu ochrony środowiska jako całości, w tym metody minimalizacji ilości powstających odpadów oraz sposoby ograniczania oddziaływań transgranicznych” dodaje się podpunkt 7 o brzmieniu:

„VI.7. Harmonogram inwestycji prowadzonych w okresie od 30 października 2024 r. do 31 grudnia 2030 r. mających na celu ograniczenie emisji tlenków azotu z instalacji spalania paliw

Lp.	Etap inwestycji	Planowany termin zakończenia
1.	Zakończenie postępowania przetargowego na Inżyniera Kontraktu	30.10.2024 r. ¹⁾
2.	Podpisanie umowy z Inżynierem Kontraktu	9.12.2024 r. ¹⁾
3.	Opracowanie SIWZ dla realizacji Inwestycji (SCR)	30.03.2025 r. ¹⁾
4.	Wybór Generalnego Wykonawcy	30.08.2025 r.
5.	Projektowanie i uzyskanie pozwoleń	30.06.2026 r.
6.	Rozpoczęcie prac na terenie inwestycji	1.07.2026 r.
7.	Modernizacja kotła OP-120 nr 3	30.06.2027 r.
8.	Modernizacja kotła OP-120 nr 2	30.06.2028 r.
9.	Zakończenie budowy stacji magazynowania i rozładunku reagenta	30.06.2028 r.
10.	Modernizacja kotła OP-120 nr 6	30.06.2029 r.
11.	Modernizacja kotła OP-120 nr 5	31.03.2030 r.
12.	Modernizacja kotła OP-120 nr 7	31.12.2030 r.
13.	Zakończenie inwestycji	31.12.2030 r.

Objaśnienie:

¹⁾ etap inwestycji został zrealizowany.

Zgodnie z BAT 2 po każdej modyfikacji, która mogłaby znacząco wpłynąć na sprawność elektryczną netto lub jednostkowe zużycie paliwa netto, lub sprawność mechaniczną netto jednostek spalania paliw, zobowiązuje się prowadzącego instalację do przeprowadzenia badania efektywności tych jednostek przy pełnym obciążeniu, zgodnie z normami EN. Jeżeli normy EN są niedostępne, w ramach BAT należy stosować normy ISO, normy krajowe lub inne międzynarodowe normy zapewniające uzyskanie danych o równoważnej jakości naukowej.”

9. W punkcie IX. pn. „Zakres i sposób monitorowania procesów technologicznych, w tym pomiaru i ewidencjonowania wielkości emisji” podpunkt 3.2. pn. „Pomiary emisji substancji do powietrza” otrzymuje brzmienie:

„IX.3.2. Pomiary emisji substancji do powietrza

Lp.	Emitor	Źródło emisji	Zakres pomiarowy	Metoda pomiarów	Częstotliwość wykonywania pomiarów
1.	E-1	Kocioł OP-120 nr 2, 3, 5 o mocy nominalnej 83,7 MW _t każdy	Pył ogółem	Technika dowolna wzorcowana metodą grawimetryczną z uwzględnieniem ogólnej normy EN ¹⁾	Pomiar ciągły
			Dwutlenek siarki	Absorpcja promieniowania IR lub UV, lub inna metoda optyczna z uwzględnieniem normy PN-ISO 7935 oraz ogólnej normy EN ¹⁾	Pomiar ciągły
			Tlenek azotu i dwutlenek azotu w przeliczeniu na dwutlenek azotu	Chemiluminescencja lub absorpcja promieniowania IR, lub inna metoda optyczna z uwzględnieniem normy PN-ISO 10849 z uwzględnieniem ogólnej normy EN ¹⁾	Pomiar ciągły
			Tlenek węgla	Absorpcja promieniowania IR z uwzględnieniem ogólnej normy EN ¹⁾	Pomiar ciągły
			Amoniak ²⁾	Spektrometria w podczerwieni z FTIR lub niedyspersyjna spektrometria w podczerwieni NDIR Z GFC lub spektrometria absorpcyjna TDL z uwzględnieniem ogólnej normy EN ¹⁾	Pomiar ciągły
			Trójtlenek siarki ²⁾	Dowolna metodyka - z zastosowaniem wymogów określonych w art. 147a ustawy <i>Prawo ochrony środowiska</i> dotyczących wykonawcy pomiarów	Raz na rok
2.	E-2	Kocioł OP-120 nr 6 i 7 o mocy nominalnej 83,7 MW _t każdy	Pył ogółem	Technika dowolna wzorcowana metodą grawimetryczną z uwzględnieniem ogólnej normy EN ¹⁾	Pomiar ciągły
			Dwutlenek siarki	Absorpcja promieniowania IR lub UV, lub inna metoda optyczna z uwzględnieniem normy PN-ISO 7935 oraz ogólnej normy EN ¹⁾	Pomiar ciągły
			Tlenek azotu i dwutlenek azotu w przeliczeniu na dwutlenek azotu	Chemiluminescencja lub absorpcja promieniowania IR, lub inna metoda optyczna z uwzględnieniem normy PN-ISO 10849 z uwzględnieniem ogólnej normy EN ¹⁾	Pomiar ciągły
			Tlenek węgla	Absorpcja promieniowania IR z uwzględnieniem ogólnej normy EN ¹⁾	Pomiar ciągły
			Amoniak ²⁾	Spektrometria w podczerwieni z FTIR lub niedyspersyjna spektrometria w podczerwieni NDIR Z GFC lub spektrometria absorpcyjna TDL z uwzględnieniem ogólnej normy EN ¹⁾	Pomiar ciągły
			Trójtlenek siarki ²⁾	Dowolna metodyka - z zastosowaniem wymogów określonych w art. 147a ustawy <i>Prawo ochrony środowiska</i> dotyczących wykonawcy pomiarów	Raz na rok

Objaśnienia:

¹⁾ - ogólne normy EN dla pomiarów ciągłych to EN 15267-1, EN 15267-2, EN 15267-3 i EN 14181.

²⁾ w okresie od 1.07.2028 r. do 31.12.2030 r. będzie odbywało się etapowe oddawanie do użytkowania instalacji katalitycznego odazotowania spalin (SCR), w związku z czym monitoring należy prowadzić od momentu oddania do użytkowania instalacji katalitycznego odazotowania spalin (SCR) dla kotłów nr 2 i 3 od 1 lipca 2028 r., dla kotła nr 6 od 1 lipca 2029 r., dla kotła nr 5 od 1 kwietnia 2030 r., dla kotła nr 7 od 1 stycznia 2031 r.”

10. W punkcie X. pn. „Sposób i częstotliwość przekazywania informacji i danych o wielkościach emisji substancji i energii, w tym wyników pomiarów” dodaje się kolejny podpunkt:

„4) Informację potwierdzającą realizację kolejnych etapów inwestycji prowadzonych w celu ograniczenia emisji dwutlenku azotu do powietrza z instalacji spalania paliw, wymienionych w tabeli w punkcie VI.7 – oświadczenie podpisane przez osoby uprawnione do reprezentowania TAMEH POLSKA sp. z o.o. z siedzibą w Dąbrowie Górniczej - przekazać Marszałkowi Województwa Opolskiego w terminie 21 dni od zakończenia danego etapu inwestycji.”

11. Punkt XI. pn. „Sposoby postępowania w przypadku zakończenia eksploatacji instalacji, w tym sposoby usunięcia negatywnych skutków powstałych w środowisku w wyniku prowadzonej eksploatacji, gdy są one przewidziane” otrzymuje nowe brzmienie:

„XI. Sposoby postępowania w przypadku zakończenia eksploatacji instalacji, w tym sposoby usunięcia negatywnych skutków powstałych w środowisku w wyniku prowadzonej eksploatacji, gdy są one przewidziane

Po zakończeniu eksploatacji kotłów OP-120 nr 2, 3, 5, 6 i 7 oraz innych obiektów przedmiotowej instalacji, ich likwidację należy prowadzić przy zastosowaniu specjalistycznego sprzętu gwarantującego bezpieczny dla ludzi i środowiska demontaż poszczególnych elementów instalacji i obiektów.

Likwidacja instalacji musi być prowadzona zgodnie z obowiązującymi w czasie likwidacji przepisami prawa budowlanego oraz wymogami ochrony środowiska.

Powstałe w trakcie rozbiórki odpady powinny być segregowane w celu umożliwienia ich ewentualnego wykorzystania i zagospodarowane przez posiadaczy mających wymagane przepisami prawa pozwolenia i zezwolenia.”

12. Punkt XII. pn. „Termin obowiązywania pozwolenia” otrzymuje w całości nowe brzmienie:

„XII. Pozwolenie jest wydane na czas nieoznaczony.”

II. Pozostałe punkty decyzji pozostają bez zmian

Uzasadnienie

TAMEH POLSKA sp. z o. o. pismem z 8 lutego 2024 r., nr TH/TWO/AK/88/2024 (data wpływu do UMWO – 12.02.2024 r.) zwróciła się do Marszałka Województwa Opolskiego z wnioskiem o zmianę pozwolenia zintegrowanego udzielonego decyzją Wojewody Opolskiego nr ŚR.III-MJ-6610-1-15/06 z 13 października 2006 r. (z późn. zm.) dla instalacji do energetycznego spalania paliw o mocy

nominalnej 418,5 MWt oraz instalacji pomocniczych, eksploatowanych w Kędzierzynie-Koźlu przy ul. Energetyków 11.

Do wniosku dołączono:

- dokumentację pn.: „TAMEH POLSKA sp. z o.o. Zakład Wytwarzania Blachownia wniosek o zmianę pozwolenia zintegrowanego dla instalacji do energetycznego spalania paliw o mocy 418,5 MWt oraz instalacji pomocniczych, eksploatowanych w Kędzierzynie-Koźlu przy ul. Energetyków 11” opracowany przez „Energopomiar” Sp. z o.o. w Gliwicach, w styczniu 2024 r.,
- zaświadczenia o niekaralności, o których mowa w art. 184 ust. 4 pkt 7 ustawy *Prawo ochrony środowiska*,
- dowód uiszczenia opłaty skarbowej,
- informację odpowiadającą odpisowi aktualnemu z Rejestru Przedsiębiorców Krajowego Rejestru Sądowego (Numer KRS: 0000517891) z dnia 25 stycznia 2024 r.

TAMEH POLSKA sp. z o.o. w Dąbrowie Górniczej posiada pozwolenie zintegrowane udzielone decyzją Wojewody Opolskiego nr ŚR.III-MJ-6610-1-15/06 z 13 października 2006 r. wraz ze zmianą w decyzji Wojewody Opolskiego nr ŚR.III-MJP-6610-28/07 z 21 listopada 2007 r. oraz zmianami w decyzjach Marszałka Województwa Opolskiego: nr DOŚ.MK.7636-75/10 z 17 grudnia 2010 r., nr DOŚ.AK.7636-70/10 z 10 stycznia 2011 r., nr DOŚ.7222.37.2011.HM z 6 marca 2012 r., nr DOŚ.7222.18.2012.HM z 26 kwietnia 2012 r., nr DOŚ.7222.92.2014.AKa z 25 marca 2015 r., nr DOŚ.7222.8.2015.HM z 23 lutego 2015 r., nr DOŚ.7222.64.2015.HM z 19 kwietnia 2016 r., nr DOŚ-III.7222.48.2017.HM z 30 listopada 2017 r., nr DOŚ-III.7222.17.2019.MSu z 19 października 2020 r. oraz nr DOŚ-III.7222.48.2021.AK z 20 maja 2022 r., dla instalacji do energetycznego spalania paliw o mocy nominalnej 418,5 MWt oraz instalacji pomocniczych, eksploatowanych w Kędzierzynie-Koźlu przy ul. Energetyków 11.

Zgodnie z art. 378 ust. 2a pkt 1 ustawy z dnia 27 kwietnia 2001 r. *Prawo ochrony środowiska* (Dz. U. z 2024 r. poz. 54 z późn. zm.) i zgodnie z właściwością miejscową, organem właściwym do zmiany przedmiotowego pozwolenia zintegrowanego jest Marszałek Województwa Opolskiego.

Zgodnie z art. 185 ust. 1a ustawy *Prawo ochrony środowiska* w przedmiotowym postępowaniu administracyjnym zakończonym niniejszą decyzją, Państwowe Gospodarstwo Wodne Wody Polskie jest stroną w postępowaniu z uwagi na fakt, że przedmiotowe pozwolenie zintegrowane obejmuje korzystanie z wód, tj. pobór wód podziemnych i powierzchniowych na potrzeby instalacji.

Zakres wnioskowanych zmian obowiązującego pozwolenia zintegrowanego obejmuje:

- wydłużenie udzielonego odstępstwa od wymagań decyzji wykonawczej Komisji (UE) 2021/2326 z dnia 30 listopada 2021 r. ustanawiającej konkluzje dotyczące najlepszych dostępnych technik (BAT) w *odniesieniu do dużych obiektów energetycznego spalania* zgodnie z dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE (dalej "konkluzje BAT LCP") w zakresie emisji NO_x;
- uwzględnienie budowy indywidualnych instalacji odazotowania spalin metodą katalityczną (SCR) dla pięciu kotłów OP-120 w celu dostosowania instalacji do dalszej eksploatacji, w tym do osiągnięcia wymaganych konkluzjami BAT LCP poziomów emisji NO_x;
- zmianę porządkową polegającą na usunięciu zapisu dotyczącego wykorzystywania ścieków z obiegu kotłowego do zraszania składowiska odpadów paleniskowych, ze względu na brak składowiska odpadów paleniskowych;
- zmianę czasu obowiązywania pozwolenia zintegrowanego na czas nieoznaczony.

Z ww. wniosku wynika, iż proponowane zmiany treści pozwolenia dotyczą w szczególności dostosowania instalacji spalania paliw do spełniania wymogów konkluzji BAT LCP i nie wynikają ze zmian w instalacji o charakterze istotnym w rozumieniu przepisów art. 3 pkt 7 oraz art. 214 ust. 3

ustawy *Prawo ochrony środowiska* (nie wiążą się ze wzrostem zdolności produkcyjnej i nie powodują znaczącego zwiększenia negatywnego oddziaływania na środowisko).

Zgodnie z zapisem art. 21 ust. 2 pkt 23 lit. k tiret pierwsze ustawy z dnia 3 października 2008 r. o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko (Dz. U. 2024 r. poz. 1112 z późn. zm.), dane dotyczące wniosku o zmianę pozwolenia zintegrowanego zamieszczono w publicznie dostępnym wykazie na stronie internetowej Ekoportal (karta nr 69/2024) 4 marca 2024 r.

Wypełniając obowiązek określony w przepisie art. 209 ust. 1 ustawy *Prawo ochrony środowiska*, Marszałek Województwa Opolskiego pismem z 23 lutego 2024 r. nr DOŚ-RPŚ.7222.15.2024.HM przekazał elektroniczną wersję wniosku Ministrowi Klimatu i Środowiska poprzez platformę ePAUP.

W związku z tym, że wniosek nie spełniał wszystkich wymogów formalnych określonych w ustawie *Prawo ochrony środowiska*, organ prowadzący postępowanie, pismem nr DOŚ-RPŚ.7222.15.2024.HM z 1 marca 2024 r., wezwał o jego uzupełnienie.

W odpowiedzi na ww. wezwanie Spółka pismem nr TH/TWO/DK/206/2024 z 27 marca 2024 r. (data wpływu do UMWO – 30.03.2024 r.) przedłożyła wymagane dane.

W związku z tym, że wniosek wraz z uzupełnieniem spełniał wymagania formalne, Marszałek Województwa Opolskiego pismem z 24 kwietnia 2024 r. nr DOŚ-RPŚ.7222.15.2024.HM zawiadomił strony postępowania, tj. wnioskodawcę oraz PGW Wody Polskie RZGW w Gliwicach, o wszczęciu przedmiotowego postępowania oraz poinformował o uprawnieniach strony, wynikających z art. 10 i art. 73 *Kodeksu postępowania administracyjnego*, dotyczących możliwości czynnego udziału w każdym stadium postępowania.

TAMEH POLSKA sp. z o. o. pismem z 8 lutego 2024 r. nr TH/TWO/AK/88/2024 zawnioskowała, w trybie art. 204 ust. 2 i art. 208 ust. 2 punkt 2 ustawy *Prawo ochrony środowiska* o udzielenie odstępstwa od terminu dostosowania instalacji spalania paliw o mocy nominalnej 418,5 MW_t do wymogów konkluzji BAT w zakresie ograniczania emisji tlenków azotu i dotrzymywania granicznych wielkości emisyjnych dla tlenków azotu.

Dlatego też zgodnie z obowiązkiem wynikającym z art. 218 pkt 3 ustawy *Prawo ochrony środowiska* - zapewnienia przez organ wydający pozwolenie zintegrowane możliwości udziału społeczeństwa w postępowaniu, którego przedmiotem jest zmiana pozwolenia zintegrowanego polegająca m.in. na udzieleniu odstępstwa, o którym mowa w art. 204 ust. 2 ustawy *Prawo ochrony środowiska* - podano do publicznej wiadomości informację o wszczęciu postępowania w sprawie zmiany pozwolenia zintegrowanego dla instalacji do energetycznego spalania paliw o mocy nominalnej 418,5 MW_t, eksploatowanych w Kędzierzynie-Koźlu przy ul. Energetyków 11 i o możliwości składania w przedmiotowej sprawie uwag i wniosków, w terminie 30 dni od daty ukazania się ogłoszenia. Informację powyższą zamieszczono na tablicy ogłoszeń w siedzibie UMWO (16 maja 2024 r.), w Nowej Trybunie Opolskiej (22 maja 2024 r.), na tablicy ogłoszeń Urzędu Miasta Kędzierzyn-Koźle (17 maja 2024 r.) oraz na stronie internetowej w Biuletynie Informacji Publicznej Urzędu Marszałkowskiego Województwa Opolskiego (16 maja 2024 r.). W ustawowym okresie 30 dni od daty podania ww. informacji do publicznej wiadomości, do organu nie wpłynęły żadne uwagi i wnioski dotyczące postępowania w sprawie zmiany przedmiotowego pozwolenia zintegrowanego.

Po analizie merytorycznej wniosku stwierdzono, że niektóre zawarte w nim dane wymagają dodatkowych wyjaśnień oraz informacji, dlatego Marszałek Województwa Opolskiego pismami nr DOŚ-RPŚ.7222.15.2024.HM z 29 kwietnia 2024 r. r., 20 czerwca 2024 r., 17 września 2024 r., 4 listopada 2024 r., z 20 listopada 2024 r. oraz 8 stycznia 2025 r. wezwał wnioskodawcę do przedłożenia stosownych informacji.

Uzupełnień dokonano przy pismach nr TH/TWO/DK/285/2024 z 27 maja 2024 r. (data wpływu do UMWO – 31.05.2024 r.), nr TH/TWO/DK/322/2024 z 11 lipca 2024 r. (data wpływu do UMWO – 15.07.2024 r.), nr TH/TR/AS/364/2024 z 26 lipca 2024 r. (data wpływu do UMWO – 30.07.2024 r.), nr TH/TR/AS/446/2024 z 3 października 2024 r. (data wpływu do UMWO – 7.10.2024 r.),

nr TH/TR/AS/493/2024 z 29 listopada 2024 r. (data wpływu do UMWO – 29.11.2024 r.),
nr TH/TR/AS/511/2024 z 9 grudnia 2024 r. (data wpływu do UMWO – 9.12.2024 r.),
nr TH/TR/AS/50/2025 z 28 stycznia 2025 r. (data wpływu do UMWO – 29.01.2025 r.) oraz
nr TH/TR/AS/175/2025 z 20 lutego 2025 r. (data wpływu do UMWO – 24.02.2025 r.).

W toku prowadzonego postępowania na podstawie art. 36 § 1 ustawy *Kodeks postępowania administracyjnego*, organ zawiadomił wnioskodawcę, że przedmiotowa sprawa nie może być załatwiona w ustawowym terminie, podając przyczyny zwłoki i określił ostateczny termin załatwienia sprawy do 30 maja 2025 r. Jednocześnie mając na uwadze art. 37 ustawy *Kodeks postępowania administracyjnego*, organ poinformował strony o możliwości wniesienia ponaglenia do Ministra Klimatu i Środowiska, za pośrednictwem Marszałka Województwa Opolskiego.

Zgodnie z art. 10 § 1 ustawy *Kodeks postępowania administracyjnego* pismem nr DOŚ-RPŚ.7222.15.2024.HM z 8 kwietnia 2025 r. Marszałek Województwa Opolskiego zawiadomił TAMEH POLSKA sp. z o.o. o oraz Państwowe Gospodarstwo Wodne Wody Polskie Zarząd Zlewni w Gliwicach o zakończeniu postępowania dowodowego do wszczętego postępowania w sprawie zmiany pozwolenia zintegrowanego dla instalacji do energetycznego spalania paliw o mocy nominalnej 418,5 MWt oraz instalacji pomocniczych, eksploatowanych w Kędzierzynie-Koźlu przy ul. Energetyków 11, jednocześnie informując o możliwości zapoznania się z całością dokumentacji zgromadzonej w sprawie w siedzibie organu lub też o możliwości udostępnienia akt sprawy za pomocą środków komunikacji elektronicznej na adres wskazany przez Stronę, przez okres 5 dni od dnia doręczenia zawiadomienia. W wyznaczonym terminie nie złożono żadnych uwag ani wniosków w przedmiotowej sprawie.

Dla przedmiotowej modernizacji instalacji TAMEH POLSKA sp. z o.o. uzyskała decyzję Prezydenta Miasta Kędzierzyn-Koźle z dnia 22 stycznia 2024 r. nr OSR-OS.6220.22.2023.KK określającą środowiskowe uwarunkowania dla realizacji przedsięwzięcia pn. „Budowa indywidualnych instalacji odazotowania spalin metodą SCR dla kotłów OP-120 Zakład Wytwarzania Blachownia w Kędzierzynie-Koźlu”, którą dołączono do wniosku. Niniejsza zmiana pozwolenia jest zgodna z warunkami określonymi w decyzji Prezydenta Miasta Kędzierzyn-Koźle.

Po przeanalizowaniu całości materiału, zgromadzonego przez Marszałka Województwa Opolskiego w toku postępowania w przedmiocie zmiany pozwolenia zintegrowanego dla instalacji TAMEH POLSKA sp. z o. o. zlokalizowanej w Kędzierzynie-Koźlu, organ uznał wniosek za kompletny, spełniający wymogi prawa i zgodnie z art. 192 ww. ustawy *Prawo ochrony środowiska*, mając na uwadze art. 184, art. 204 ust.2 oraz art. 208 i art. 221 ww. ustawy, dokonał odpowiednio zmian warunków pozwolenia.

Po rozpatrzeniu wniosku organ ustalił co następuje:

Prowadzący instalację złożył wniosek, o zmianę posiadanego pozwolenia zintegrowanego w związku z koniecznością wydłużenia udzielonego odstępstwa od wymagań określonych w decyzji wykonawczej Komisji (UE) 2021/2326 z dnia 30 listopada 2021 r. ustanawiającej konkluzje dotyczące najlepszych dostępnych technik (BAT) w odniesieniu do dużych obiektów energetycznego spalania zgodnie z dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE w zakresie emisji NO_x oraz budową indywidualnych instalacji odazotowania spalin metodą katalityczną (SCR) dla pięciu kotłów OP-120 nr 2, 3, 5, 6 i 7 w celu dostosowania instalacji do dalszej eksploatacji, w tym do osiągnięcia wymaganych konkluzjami BAT poziomów emisji NO_x, jak również zmianą porządkową polegającą na usunięciu zapisu dotyczącego wykorzystywania ścieków z obiegu kotłowego do zraszania składowiska odpadów paleniskowych, ze względu na utratę tytułu prawnego do instalacji składowiska odpadów paleniskowych.

Marszałek Województwa Opolskiego decyzją nr DOŚ-III.7222.17.2019.MSu z 19 października 2020 r. dostosował zapisy pozwolenia zintegrowanego do wymagań konkluzji BAT określonych w ww. Decyzji Wykonawczej Komisji ustanawiającej konkluzje BAT w odniesieniu do dużych obiektów energetycznego spalania. Ponadto w decyzji tej zgodnie z wnioskiem Spółki w związku z przewidywanym brakiem dostępności do paliwa z końcem roku 2025, na podstawie art. 204 ust. 2 ustawy *Prawo ochrony środowiska*, zezwolił na bezinwestycyjne odstępstwo terminowe do 31 grudnia

2025 r. od granicznych wielkości emisyjnych określonych w Konkluzjach BAT - w zakresie tlenków azotu oraz określił czas eksploatacji przedmiotowej instalacji spalania paliw do 31 grudnia 2025 r.

W sierpniu 2022 r. TAMEH POLSKA sp. z o.o. otrzymał od ArcelorMittal Poland deklarację, że do 2035 roku (z perspektywą wydłużenia tego terminu do 2043 r.), zakład będzie miał dostęp do paliwa w postaci gazu koksowniczego. W związku z powyższym, Spółka podjęła działania, mające na celu dalszą pracę instalacji. W celu dostosowania instalacji do dalszej eksploatacji, w tym do wymagań konkluzji BAT LCP w zakresie granicznych wielkości emisji NO_x, konieczna stała się zabudowa instalacji selektywnej redukcji katalitycznej SCR. Zabudowana instalacja SCR dla każdego kotła pozwoli na osiągnięcie wymaganych konkluzjami BAT LCP poziomów emisji NO_x.

TAMEH POLSKA sp. z o.o. określiła, iż niezbędny czas na przeprowadzenie pełnego procesu modernizacyjnego instalacji to min. 7 lat (licząc od daty złożenia przedmiotowego wniosku), co nie mieści się w czasie obowiązywania obecnego odstępstwa (grudzień 2025 r.).

Zgodnie z przepisami organ właściwy do wydania pozwolenia zintegrowanego na podstawie zapisów art. 204 ust. 2 ustawy *Prawo ochrony środowiska* w szczególnych przypadkach może w pozwoleniu zintegrowanym zezwolić na odstępstwo od granicznych wielkości emisyjnych, jeżeli w jego ocenie ich osiągnięcie prowadziłoby do nieproporcjonalnie wysokich kosztów w stosunku do korzyści dla środowiska oraz pod warunkiem, że nie zostaną przekroczone standardy emisyjne, o ile mają one zastosowanie. TAMEH POLSKA sp. z o.o. aktualnie posiada odstępstwo czasowe dla NO_x, natomiast obowiązujące przepisy określają jedynie ogólne ramy związane z wnioskowaniem o odstępstwo od BAT AELs i nie wynika z nich aby niemożliwe było ubieganie się o wydłużenie udzielonego wcześniej odstępstwa.

Zgodnie z przedłożonymi wyjaśnieniami pismem nr DIŚ-II.441.82.2022.MW (2395746.8943013.7223236) z 6 grudnia 2022 r. Ministra Klimatu i Środowiska możliwe jest ponowne ubieganie się o odstępstwo (wydłużenie aktualnego odstępstwa) przy czym, przy ponownej analizie kosztów i korzyści należy odpowiednio uwzględnić taki szczególny przypadek. Należy zastosować podejście, które nie spowoduje ograniczenia szacowanych korzyści środowiskowych, w skutek podzielenia długości trwania odstępstwa na kilka okresów i wykonania bilansu dla każdego z nich osobno. Dlatego też analiza kosztów i korzyści powinna obejmować skumulowany czas wnioskowanego odstępstwa poczynawszy od 18 sierpnia 2021 r.

Mając powyższe na uwadze Spółka we wniosku określiła, że instalacja spalania paliw spełniać będzie wymogi konkluzji dotyczących najlepszych dostępnych technik (BAT) *w odniesieniu do dużych obiektów energetycznego spalania*, w zakresie ograniczania emisji tlenków azotu i dotrzymywania granicznych wielkości emisyjnych tlenków azotu (konkluzja BAT 47), po wyposażeniu jej w instalację odazotowania spalin metodą katalitycznej redukcji (SCR). W tym zakresie prowadzący instalację przedłożył wniosek o udzielenie odstępstwa od granicznych wielkości emisyjnych w skumulowanym okresie od 18.08.2021 r. do 31.12.2030 r. Wyznaczona data 31.12.2030 r. wynika z niezbędnego czasu do zaprojektowania, uzgodnienia, zabudowy, przetestowania i wdrożenia nowych urządzeń odazotowania spalin dla każdego z kotłów, które pozwolą na dotrzymanie granicznych wielkości emisyjnych wynikających z konkluzji BAT LCP.

Kryterium oceny wniosku o ww. odstępstwo to – zgodnie z art. 204 ust. 2 ustawy *Prawo ochrony środowiska* - kryterium nieproporcjonalności kosztów dostosowania (do spełniania wymogów konkluzji BAT 47 LCP) i korzyści środowiskowych, pod warunkiem, że nie zostaną przekroczone standardy emisyjne, o ile mają zastosowanie.

Standard emisyjny NO_x dla istniejącej instalacji spalania paliw o mocy 418,5 MW_t opalanej gazem koksowniczym, eksploatowanej przez TAMEH POLSKA sp. z o. o., zgodnie z obowiązującym rozporządzeniem Ministra Klimatu z dnia 24 września 2020 r. *w sprawie standardów emisyjnych dla niektórych rodzajów instalacji, źródeł spalania paliw oraz urządzeń spalania lub współspalania odpadów* (Dz. U. poz. 1860) wynosi 300 mg/Nm³ (przy zawartości 3% tlenu w gazach odlotowych) i ta wielkość, zgodnie z §13 ust. 3 pkt 1 tego rozporządzenia nie może być przekroczona w skali miesiąca. Zgodnie z §13 ust. 3 pkt 2 i 3 ww. rozporządzenia w sprawie standardów emisyjnych z instalacji,

zatwierdzona wielkość emisji tlenków azotu odniesiona do doby nie może przekroczyć 110% standardu emisyjnego, czyli wartości 330 mg/Nm³ (przy zawartości 3% tlenu w gazach odlotowych) oraz 95% wszystkich zatwierdzonych średnich jednogodzinnych wartości stężeń w ciągu roku kalendarzowego nie może przekroczyć 200% standardu emisyjnego, czyli 600 mg/Nm³ (przy zawartości 3% tlenu w gazach odlotowych).

Od 18 sierpnia 2021 r., zgodnie z wymaganiami konkluzji BAT LCP określonymi w tabeli 29, dla ww. instalacji oddanej do użytkowania przed dniem 7 stycznia 2014 r., graniczne wielkości emisyjne (BAT-AELs) dla tlenków azotu wynoszą:

- 100 mg/Nm³ (przy zawartości 3% tlenu w gazach odlotowych) - wartość średnia roczna,
- 160 mg/Nm³ (przy zawartości 3% tlenu w gazach odlotowych) - wartość średnia dobową.

W celu obniżenia poziomu emisji tlenków azotu prowadzący instalację planuje wyposażyć każdy kocioł OP-120 w instalację odazotowania spalin z zastosowaniem metody katalitycznej redukcji tlenków azotu SCR z użyciem wody amoniakalnej.

Spółka w przedłożonych dokumentach określiła, iż niezbędny czas na przygotowanie postępowania, wybór wykonawcy, a później przygotowanie projektów i materiałów oraz prace obiektowe związane z zabudową instalacji SCR, która ingeruje w cały układ przepływu spalin i powoduje konieczność przebudowy elementów części ciśnieniowej kotła (podgrzewacza powietrza), dla wszystkich pięciu kotłów wynosi ok. 7 lat. W związku z powyższym, TAMEH POLSKA sp. z o.o. ubiega się o odstępstwo od granicznych wielkości emisyjnych wynikających z konkluzji BAT LCP w zakresie emisji NO_x do dnia 31.12.2030 r.

Długi okres dostosowania instalacji do wymogu BAT wynika również z konieczności zapewnienia ciągłości odbioru gazu koksowniczego przez Zakład w związku z czym możliwe jest jedynie sekwencyjne prowadzenie prac modernizacyjnych, tak aby zawsze dostępna była wystarczająca ilość kotłów na przyjęcie maksymalnej ilości gazu.

W związku z powyższym Spółka przedstawiła harmonogram planowanych inwestycji. Harmonogram prac inwestycyjnych został dostosowany do możliwości operacyjnych zakładu oraz zakresu przeprowadzanych modernizacji w ramach jednego kotła.

W pierwszej fazie przeprowadzone zostały badania stanu technicznego kotła oraz analiza możliwości zabudowania instalacji odazotowania na kotłach. Analiza ta została przeprowadzona w latach 2023/2024. Jej wyniki potwierdzają techniczną możliwość zabudowy planowanej instalacji SCR na kotłach oraz określają konieczny zakres prac jaki należy przeprowadzić podczas remontu i modernizacji kotłów.

Realizacja prac na terenie budowy zgodnie z przedłożonym harmonogramem rozpocznie się w III kwartale 2026 roku. Czas trwania inwestycji dla każdego z kotłów szacowany jest na 1 rok. Zakres ten obejmuje nie tylko zabudowę instalacji SCR, ale również przeprowadzenie remontu kotła zgodnie z wymogami UDT.

Równocześnie w trakcie realizacji remontu i modernizacji pierwszych dwóch kotłów prowadzona będzie budowa stacji magazynowania i rozładunku reagenta. Czas realizacji tego zakresu przewidziany został na 2 lata.

Uzasadniając wnioskowane czasowe odstępstwo od osiągnięcia granicznej wielkości emisji tlenków azotu z instalacji spalania paliw prowadzący instalację przedłożył analizę kosztów i korzyści środowiskowych przeprowadzoną w oparciu o metodykę określoną w opracowaniu pn. „Wytyczne w zakresie odstępstw od granicznych wielkości emisyjnych dla instalacji przemysłowych wymienionych w Aneksie I Dyrektywy IED” opracowanym przez Instytut Badań Stosowanych, (Warszawa, listopad 2023 r.).

Kluczowe założenia przyjęte w analizie kosztów dostosowawczych obejmowały zestawienie nakładów inwestycyjnych związanych z dostosowaniem instalacji do wymagań konkluzji BAT poniesionych na budowę nowej instalacji redukcji emisji zanieczyszczeń polegających na wyposażeniu

kotłów OP-120 w instalację katalitycznego odazotowania spalin (SCR) w oparciu o analogiczne projekty inwestycyjne dla kotłów OP-120 wraz z łącznymi kosztami operacyjnymi stałymi związanymi z zabudową nowej instalacji i kosztami operacyjnymi zmiennymi związanymi z funkcjonowaniem nowej instalacji do redukcji emisji. Analiza korzyści środowiskowych obejmuje przede wszystkim kluczowe korzyści środowiskowe wyliczone na podstawie emisji unikniętych i standardowych jednostkowych wartości kosztów zewnętrznych.

W przedłożonej analizie wykazano, że koszty dostosowania do wymagań konkluzji BAT w zakresie osiągnięcia granicznych wielkości emisyjnych w porównaniu do generowanych korzyści środowiskowych są nieproporcjonalnie wysokie. W związku z tym spełniony został warunek korzyści do kosztów $<0,7$, który to wskazuje na zasadność udzielania odstępstwa we wnioskowanym przez Spółkę zakresie.

Biorąc pod uwagę powyższe, po analizie przedłożonych danych stwierdzono, że prowadzący instalację wypełnił kryteria uprawniające do przyznania czasowego odstępstwa od granicznych wielkości emisyjnych. Przychyłono się zatem do wniosku Spółki i w punkcie I.3 niniejszej decyzji zmieniającym punkt II.1. pozwolenia zintegrowanego organ zezwolił na czasowe odstępstwo od osiągania granicznej wielkości emisji tlenków dla przedmiotowej instalacji spalania paliw składającej się z kotłów OP-120 nr 2, 3, 5, 6 i 7.

Ponadto w związku z zabudową instalacji SCR, organ w punkcie I niniejszej decyzji w części obejmującej opis instalacji wymagającej uzyskania pozwolenia zintegrowanego, uzupełnił treść pozwolenia o opis planowanej do zabudowy instalacji odazotowania spalin metodą selektywnej katalitycznej redukcji SCR.

Rozpatrując przedmiotowy wniosek organ ustalił, że oddziaływanie instalacji spalania paliw na jakość powietrza w zakresie takich substancji jak: pył PM₁₀ i PM_{2,5}, dwutlenek siarki, tlenek węgla, tj. substancji, dla których w ww. konkluzjach BAT LCP określono graniczne wielkości emisyjne oraz chlorowodoru (dla którego ustalono wartości dopuszczalne) nie ulegnie zmianie.

Prowadzący instalację przedstawił we wniosku ponownie ocenę dotrzymywania standardów jakości powietrza uwzględniając emisję zanieczyszczeń ze wszystkich źródeł związanych z eksploatacją instalacji znajdujących się na terenie zakładu. Obliczenia rozprzestrzeniania się zanieczyszczeń w powietrzu zostały przeprowadzone dla maksymalnych wielkości emisji gazów i pyłów wprowadzanych do powietrza oraz maksymalnego czasu pracy poszczególnych emitorów. Analizą objęto substancje takie jak: pył PM₁₀ i PM_{2,5}, tlenki azotu, dwutlenek siarki, tlenek węgla, chlorowódor i amoniak.

Obliczenia rozprzestrzeniania się zanieczyszczeń w powietrzu przeprowadzono zgodnie z obowiązującą referencyjną metodyką modelowania poziomów substancji w powietrzu, określoną w rozporządzeniu Ministra Środowiska z dnia 26 stycznia 2010 r. *w sprawie wartości odniesienia dla niektórych substancji w powietrzu* (Dz. U. z 2010 r., Nr 16, poz. 87). Obliczenia wykazały, że emisja substancji wprowadzanych do powietrza z instalacji znajdujących się na terenie zakładu nie spowoduje, poza granicami terenu do którego prowadzący instalację posiada tytuł prawny, przekroczenia stężeń dopuszczalnych określonych w rozporządzeniu Ministra Środowiska z dnia 24 sierpnia 2012 r. *w sprawie poziomów niektórych substancji w powietrzu* (tj. Dz. U. z 2021 r., poz. 845), ani przekroczeń wartości odniesienia, określonych w rozporządzeniu Ministra Środowiska z dnia 26 stycznia 2010 r. *w sprawie wartości odniesienia dla niektórych substancji w powietrzu* (Dz. U. nr 16, poz. 87).

W toku prowadzonego postępowania Spółka, na wezwanie tut. organu, przedłożyła harmonogram inwestycji planowanych do realizacji do 31 grudnia 2030 r., które pozwolą na ograniczenie emisji tlenków azotu i dostosowanie instalacji spalania paliw do wymagań konkluzji BAT LCP.

Inwestycja związana z modernizacją kotłów obejmująca zabudowę instalacji SCR, realizowana będzie sukcesywnie, zgodnie z wskazanym harmonogramem w związku z czym niniejszą decyzją w punkcie I.3 określono warunki wprowadzania tlenków azotu oraz amoniaku do powietrza dzieląc je

na poszczególne okresy:

- a) do 30 czerwca 2028 r. (wielkość emisji na poziomie niezmienionym w stosunku do obowiązującego pozwolenia);
- b) od 1 lipca 2028 r. do 30 czerwca 2029 r. (obniżona wielkość emisji NO_x oraz wprowadzona emisja amoniaku w związku z uruchomieniem instalacji SCR na kotłach nr 2 i 3);
- c) od 1 lipca 2029 r. do 31 marca 2030 r. (obniżona wielkość emisji NO_x oraz zwiększona emisja amoniaku w związku z uruchomieniem instalacji SCR na kotle nr 6);
- d) od 1 kwietnia 2030 r. do 31 grudnia 2030 r. (obniżona wielkość emisji NO_x oraz zwiększona emisja amoniaku w związku z uruchomieniem instalacji SCR na kotle nr 5);
- e) od 1 stycznia 2031 r. (obniżona wielkość emisji NO_x oraz zwiększona emisja amoniaku w związku z uruchomieniem instalacji SCR na kotle nr 7 – poziomy zgodne z konkluzjami BAT LCP).

Ponadto ze względu na stopniowe uruchamianie instalacji SCR na poszczególnych kotłach, podłączonych do wspólnego emitora wraz z kotłami nie wyposażonymi w instalacje redukcji NO_x, w tabelach określających dopuszczalne poziomy emisji z instalacji w kolumnie określającej emisję dopuszczalną dla emitatorów zawarto zapis wynikający z treści § 7 ust. 1. rozporządzenia *sprawie standardów emisyjnych dla niektórych rodzajów instalacji, źródeł spalania paliw oraz urządzeń spalania lub współspalania odpadów*, stanowiący że emisja z emitora stanowi średnią obliczoną ze standardów emisyjnych dla każdej części źródła, ważoną względem nominalnej mocy cieplnej tych części źródła. Nadmieniam, iż od 1.01.2031 r. emisja z wszystkich kotłów będzie zgodna z wymogami konkluzji BAT LCP. Jednocześnie wielkość emisji rocznej z ww. instalacji spalania paliw określono w niniejszej decyzji na poziomie wynikającym z ustalonych terminów wdrożenia poszczególnych wymogów konkluzji BAT LCP, zgodnie z wnioskiem strony.

Z przekładanych w trakcie postępowania dokumentów Spółka określiła, iż kotły OP-120 pracujące w Zakładzie Wytwarzania Blachownia, systematycznie podlegały remontom, a także zgodnie z wymogami prawa, objęte są dozorem UDT.

Każdorazowo wszystkie dotychczasowe prace remontowo-modernizacyjne uzyskiwały pozytywną decyzję zezwalającą na eksploatację ww. urządzenia technicznego. Ponadto oprócz remontów związanych z kotłami i turbogeneratorami, Spółka prowadzi szereg prac remontowych w zakresie między innymi wody chłodzącej.

Prowadzone na przestrzeni ostatnich lat bieżące prace remontowe, mające na celu utrzymanie dobrego stanu technicznego kotłów oraz ich bezawaryjnej i bezpiecznej pracy, dla zachowania wysokiej dyspozycyjności pozwalają równocześnie na utrzymanie odpowiedniej sprawności energetycznej netto dla produkcji w skojarzeniu energii elektrycznej i ciepła, zgodnej z wymaganiami określonymi w konkluzjach BAT LCP (BAT 46).

Niniejszą decyzją w punkcie I.7 określono dodatkowe sposoby osiągania wysokiego poziomu ochrony środowiska w zakresie ochrony powietrza przed zanieczyszczeniami w związku z oddaniem do użytkowania instalacji katalitycznego odazotowania spalin (SCR), z uwzględnieniem konieczności etapowej realizacji wymogu konkluzji BAT LCP.

Mając na uwadze, że udzielenie odstępstwa od granicznych wielkości emisyjnych do 31 grudnia 2030 r. wiąże się z koniecznością weryfikacji działań, podejmowanych przez prowadzącego instalację, zmierzających do ograniczenia emisji tlenków azotu organ w punkcie I.8 niniejszej decyzji określił harmonogram prac do realizowania w kolejnych latach trwania okresu odstępstwa oraz w punkcie I.10 zobowiązał prowadzącego instalację do przedkładania Marszałkowi Województwa Opolskiego niezbędnych dokumentów potwierdzających zrealizowanie zadań wymienionych w poszczególnych punktach harmonogramu.

Prowadzący instalację jest zobowiązany do systematycznej kontroli wielkości emisji z instalacji spalania paliw. Wymagania w tym zakresie reguluje rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska

z dnia 7 września 2021 r. (Dz. U. z 2023 r. poz. 1706) oraz rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 15 grudnia 2020 r. w sprawie rodzajów wyników pomiarów prowadzonych w związku z eksploatacją instalacji lub urządzenia i innych danych zbieranych w wyniku monitorowania procesów technologicznych oraz terminów i sposobów prezentacji (Dz. U. poz. 2405). Mając na uwadze obowiązek zawarty w art. 211 ust. 5 ustawy Prawo ochrony środowiska oraz dane zawarte we wniosku o zmianę pozwolenia zintegrowanego, zmieniono niniejszą decyzją obowiązki zawarte w pozwoleniu zintegrowanym, dotyczące zakresu, sposobu i częstotliwości monitorowania wielkości emisji z instalacji spalania paliw (punkt IX. pozwolenia zintegrowanego). Wymogi dotyczące tego zakresu obowiązują od momentu oddania do użytkowania instalacji katalitycznego odazotowania spalin (SCR) dla kotłów nr 2 i 3 od 1 lipca 2028 r., dla kotła nr 6 od 1 lipca 2029 r., dla kotła nr 5 od 1 kwietnia 2030 r., dla kotła nr 7 od 1 stycznia 2031 r.

W związku z zabudową instalacji odazotowania spalin metodą katalityczną (SCR) Zakład będzie pobierał wodę na potrzeby pracy absorbera. W związku z tym organ uzupełnił zapis punktu I pozwolenia zintegrowanego w części dotyczącej gospodarki wodnej o taką informację. Jednocześnie biorąc pod uwagę, że deklarowany przez prowadzącego instalację pobór wody na ten cel będzie niewielki, tj. ok. 1 m³/rok, nie było potrzeby zmiany pozwolenia w części dotyczącej warunków poboru wód.

Ponadto prowadzący instalację zawniósł o wykreślenie z punktu dotyczącego ilości, stanu i składu ścieków zapisu dotyczącego wykorzystywania ścieków z obiegu kotłowego do zraszania składowiska odpadów paleniskowych w celu zapobieżenia wtórnemu pyleniu w okresach pogody bezdeszczowej.

W dacie wydawania przez Wojewodę Opolskiego decyzji nr ŚR.III-MJ-6610-1-15/06 z 13 października 2006 r. prowadzący, jakim był Południowy Koncern Energetyczny S.A. (potem TAURON Wytwarzanie S.A.), w Kędzierzynie-Koźlu przy ul. Energetyków 11 eksploatował dwie instalacje wymagające pozwolenia zintegrowanego - instalację do energetycznego spalania paliw o mocy nominalnej 418,5 MW_t oraz instalacji pomocniczych, dla której uzyskał ww. pozwolenie zintegrowane udzielone ww. decyzją Wojewody Opolskiego nr ŚR.III-MJ-6610-1-15/06 z 13 października 2006 r. (ze zmianami) oraz instalację do składowania odpadów - Mokre Składowisko Odpadów Paleniskowych dla którego uzyskano oddzielne pozwolenie zintegrowane udzielone decyzją Wojewody Opolskiego z 27 czerwca 2007 r. nr ŚR.III-HS-6610-1-63/06 (z późn. zm.).

W 2014 r. nastąpił podział Spółki TAURON Wytwarzanie S.A. poprzez wydzielenie i przeniesienie wydzielonych składników majątku Spółki dzielonej na Spółkę TAMEH Polska z siedzibą w Dąbrowie Górniczej. Z „Planu Podziału...” wynikało, że wydzielone zostały w oparciu o art. 533 §1 i art. 534 ustawy z dnia 15 września 2000 r. Kodeks spółek handlowych (Dz. U. z 2000 r. nr 94, poz. 1037 z późn. zm.) zorganizowane części przedsiębiorstwa, m.in. Elektrownia Blachownia w Kędzierzynie-Koźlu stała się składnikiem majątku Spółki przejmującej TAMEH Polska Sp. z o.o., natomiast składowisko odpadów eksploatowane było nadal przez TAURON Wytwarzanie S.A.

Z uwagi na fakt, że instalacja do energetycznego spalania paliw o mocy nominalnej 418,5 MW_t eksploatowana przez TAMEH Polska Sp. z o.o. do pracy swojej instalacji wykorzystuje gaz koksowniczy a nie węgiel kamienny, skutkowało to tym, że nie powstawały już odpady paleniskowe, które wymagałyby składowania. Dlatego TAURON Wytwarzanie S.A., jako prowadzący instalację do składowania odpadów, wystąpił do organu z wnioskiem o wydanie decyzji na zamknięcie Mokrego Składowiska Odpadów Paleniskowych. Marszałek Województwa Opolskiego decyzją nr DOŚ-III.7241.5.3.2019.JW z 19 sierpnia 2019 r. wyraził zgodę na zamknięcie składowiska odpadów innych niż niebezpieczne i obojętne - mokrego składowiska odpadów paleniskowych w Kędzierzynie-Koźlu z uwagi na zaprzestanie z dniem 1 stycznia 2014 r. przyjmowania odpadów do składowania. W konsekwencji decyzją z 22 czerwca 2022 r. nr DOŚ-RPŚ.7222.34.2022.JW Marszałek Województwa Opolskiego stwierdził wygaśnięcie pozwolenia zintegrowanego udzielonego decyzją Wojewody Opolskiego z 27 czerwca 2007 r. nr ŚR.III-HS-6610-1-63/06 (z późn. zm.) dla instalacji do składowania odpadów innych niż niebezpieczne i obojętne – Mokrego Składowiska Odpadów Paleniskowych,

zlokalizowanej w Kędzierzynie-Koźlu, w związku z faktem, że prowadzący instalację, tj. TAURON Wytwarzanie S.A., nie prowadził działalności objętej pozwoleniem przez dwa lata co było spowodowane zakończeniem procesu rekultywacji przedmiotowego składowiska.

Biorąc pod uwagę powyższe przesłanki, a więc to, że składowisko odpadów paleniskowych jako obiekt zrehabilitowany nie wymaga już zraszania, jak również fakt, że TAMEH Polska sp. z o.o. nie posiadania tytułu prawnego do instalacji składowania odpadów, organ przychylił się do wniosku i wykreślił z treści punktu II.5. pozwolenia treść dotyczącą wykorzystania ścieków z obiegu kotłowego do zraszania składowiska odpadów paleniskowych.

W niniejszej decyzji, zgodnie z wnioskiem Strony, uszczegółowiono sposób magazynowania odpadów o kodach: 13 01 13*, 13 02 05*, 13 02 08*, 13 03 07* i 13 03 10*, w zakresie dopisania dodatkowych rodzajów pojemników, tj. mauzerów.

Przedmiotowy wniosek o zmianę pozwolenia zintegrowanego nie dotyczy zmiany ilości wytwarzanych odpadów oraz miejsc ich magazynowanych, dlatego organ nie żądał od Spółki aktualnego operatu przeciwpożarowego. Tym samym nie miał również podstaw do zwrócenia się z prośbą do Komendanta Powiatowej Państwowej Straży Pożarnej o przeprowadzenie kontroli instalacji, obiektu budowlanego lub jego części lub miejsc magazynowania odpadów, w których prowadzone jest przetwarzanie odpadów, w zakresie spełniania wymagań określonych w przepisach ochrony środowiska.

W związku z zabudową indywidualnych instalacji odazotowania spalin metodą katalityczną (SCR) do pięciu kotłów OP-120 zainstalowanych w ZW Blachownia w Kędzierzynie-Koźlu powstawać będą odpady o kodach: 16 08 02* - zużyte katalizatory zawierające niebezpieczne metale przejściowe lub ich niebezpieczne związki oraz 16 08 03 – zużyte katalizatory zawierające metale przejściowe lub ich związki inne niż wymienione w 16 08 02. Wytwórcą odpadów będzie podmiot zewnętrzny świadczący usługę wymiany katalizatorów.

W związku z ww. przedsięwzięciem organ ponownie przeanalizował zapisy Konkluzji dotyczących najlepszych technik (BAT) w *odniesieniu do dużych obiektów energetycznego spalania*, w zakresie BAT16, bowiem dotychczas w kotłach opalanych gazem koksowniczym nie stosowało się katalizatorów SCR. Analiza wykazała, że w związku z eksploatacją kotłów opalanych gazem koksowniczym nie powstaje gips ani odpady paleniskowe, które nadawałyby się do wykorzystania w sektorze budowlanym. Natomiast w przypadku konieczności wymiany katalizatora na nowy, prace te wykonane zostaną przez specjalistyczne firmy, które w myśl przepisów ustawy o odpadach będą wytwórcą odpadów powstających w wyniku świadczenia usług. Ewentualne przygotowanie zużytego katalizatora do ponownego użycia będzie po stronie firmy zewnętrznej wymieniającej i odbierającej katalizator. W związku z powyższym BAT 16 (LCP) nadal nie ma zastosowania dla przedmiotowej instalacji.

Rozbudowa o instalację odazotowania spalin metodą katalityczną (SCR), skutkuje powstaniem nowych źródeł hałasu. Prowadzący instalację, przy przedłożonym wniosku, przedstawił analizę akustyczną uwzględniającą wszystkie istniejące źródła hałasu objęte pozwoleniem zintegrowanym oraz źródła planowane do realizacji wraz z zainstalowaniem instalacji do odazotowania spalin. Przedłożona analiza wykazała, iż eksploatacja rozbudowanej instalacji nie spowoduje przekroczenia dopuszczalnych poziomów hałasu na najbliższych terenach chronionych akustycznie. W związku z powyższym organ zgodnie z wnioskiem strony w tabeli w punkcie II.3.1. pn. „Źródła emisji hałasu, rozkład czasu pracy źródeł emisji hałasu dla doby” dodał wnioskowane źródła hałasu w postaci budynków sprężarkowni, pompowni wody amoniakalnej, kontenerowej stacji demineralizacji, kanałów spalin SCR, wentylatorów powietrza rozcieńczającego oraz operacji rozładunku samochodu z wodnym roztworem amoniaku.

Wypełniając obowiązek o którym mowa w art. 208 ust. 2 pkt 4a ustawy *Prawo ochrony środowiska*, prowadzący instalację w ramach postępowania zakończonego decyzją Marszałka Województwa Opolskiego nr DOŚ.7222.64.2015.HM z 19 kwietnia 2016 r., przedłożył dokument pn. „Analiza wymagalności sporządzenia raportu początkowego dla instalacji spalania paliw, zlokalizowanej w Kędzierzynie-Koźlu przy ul. Energetyków 11 i należącej do TAMEH Polska Sp. z o. o.”,

z którego wynikało brak konieczności sporządzenia raportu bazowego (początkowego) o stanie zanieczyszczenia gleby, ziemi i wód gruntowych substancjami powodującymi ryzyko. W związku z planowanym wykorzystywaniem nowej substancji (wody amoniakalnej) Spółka dokonała charakterystyki instalacji pod kontem wykorzystywania nowych substancji, w wyniku której oceniono że nie istnieje ryzyko wystąpienia rzeczywistego zanieczyszczenia gleby, ziemi lub wód gruntowych w związku z czym w dalszym ciągu nie zachodzi potrzeba sporządzenia raportu początkowego. Woda amoniakalna magazynowana będzie w niskociśnieniowych zbiornikach dwupłaszczowych, zabezpieczonych uszczelnieniem wodnym przed wzrostem ciśnienia i wydostania się oparów amoniaku bezpośrednio do atmosfery. Ewentualny wyciek wody amoniakalnej zatrzymywany będzie w podziemnym zamkniętym zbiorniku ścieków.

Ponadto organ w punkcie VI. pozwolenia zintegrowanego zgodnie z BAT 2 zobowiązał prowadzącego instalację do przeprowadzenia badania efektywności jednostek przy pełnym obciążeniu, zgodnie z normami EN po każdej modyfikacji, która mogłaby znacząco wpłynąć na sprawność elektryczną netto lub jednostkowe zużycie paliwa netto lub sprawność mechaniczną netto jednostek spalania paliw.

Pozostałe warunki pozwolenia zintegrowanego, określone w decyzji Wojewody Opolskiego nr ŚR.III-MJ-6610-1-15/06 z 13 października 2006 r. wraz ze zmianą w decyzji Wojewody Opolskiego nr ŚR.III-MJP-6610-28/07 z 21 listopada 2007 r. oraz zmianami przy decyzjach Marszałka Województwa Opolskiego: nr DOŚ.MK.7636-75/10 z 17 grudnia 2010 r., nr DOŚ.AK.7636-70/10 z 10 stycznia 2011 r., nr DOŚ.7222.37.2011.HM z 6 marca 2012 r., nr DOŚ.7222.18.2012.HM z 26 kwietnia 2012 r., nr DOŚ.7222.92.2014.AKa z 25 marca 2015 r., nr DOŚ.7222.8.2015.HM z 23 lutego 2015 r., nr DOŚ.7222.64.2015.HM z 19 kwietnia 2016 r., nr DOŚ-III.7222.48.2017.HM z 30 listopada 2017 r., nr DOŚ-III.7222.17.2019.MSu z 19 października 2020 r. oraz nr DOŚ-III.7222.48.2021.AK z 20 maja 2022 r., pozostają bez zmian.

Za wydanie niniejszej decyzji uiszczono opłatę skarbową zgodnie z pozycją I punkt 53 załącznika do ustawy z dnia 16 listopada 2006 r. *o opłacie skarbowej* (Dz. U. z 2023 r. poz. 2111 z późn. zm.) w wysokości 1005,50 zł. Wpłaty dokonano na konto Urzędu Miasta Opola: Bank Millennium Nr 03 1160 2202 0000 0002 1515 3249 w dniu 1 lutego 2024 r.

Biorąc pod uwagę powyższe orzeczono jak w sentencji.

Od niniejszej decyzji służy odwołanie do Ministra Klimatu i Środowiska za pośrednictwem Marszałka Województwa Opolskiego w terminie 14 dni od daty jej otrzymania.

Zgodnie z art. 127a ustawy *Kodeks postępowania administracyjnego* przed upływem terminu do wniesienia odwołania strona może zrzec się prawa do wniesienia odwołania wobec Marszałka Województwa Opolskiego, który wydał niniejszą decyzję. Z dniem doręczenia organowi administracji oświadczenia o zrzeczeniu się prawa do odwołania przez ostatnią ze stron postępowania, decyzja staje się ostateczna i prawomocna.

z up. Marszałka Województwa

Dyrektor

Departament Ochrony Środowiska

Mateusz Menzel

/podpisano kwalifikowanym podpisem elektronicznym/

Otrzymuje:

(za zwrotnym potwierdzeniem odbioru)

1. TAMEH POLSKA sp. z o. o.

Al. J. Piłsudskiego 92/102

41-308 Dąbrowa Górnicza

(ePUAP)

2. Państwowe Gospodarstwo Wodne Wody Polskie

Regionalny Zarząd Gospodarki Wodnej w Gliwicach

ul. Sienkiewicza 2

44-100 Gliwice

3. aa