

DECYZJA

Na podstawie art. 183, art. 188, art. 192, art. 202, art. 204, art. 211 i art. 224 ustawy z dnia 27 kwietnia 2001 r. Prawo ochrony środowiska (Dz. U. z 2024 r., poz. 54) oraz art. 104 ustawy z dnia 14 czerwca 1960 r. Kodeks postępowania administracyjnego (Dz. U. z 2024 r., poz. 572), po rozpatrzeniu wniosku Energetyki Ciepłej Opolszczyzny S.A. nr TS/02/2320-0007/00039/17 złożonego dnia 1 września 2023 r. (wpływ do UMWO - 7 września 2023 r.), rozszerzonego następnie wnioskiem nr TS/02/2320-0008/00006/23 z dnia 31 października 2023 r. (wpływ do UMWO – 3 listopada 2023 r.), o zmianę pozwolenia zintegrowanego udzielonego decyzją Marszałka Województwa Opolskiego nr DOŚ-III.7222.49.2018.MSu z 24 kwietnia 2023 r. dla instalacji spalania paliw o łącznej mocy nominalnej do 31 grudnia 2022 r. - 270,43 MW, od 1 stycznia 2023 r. - 245,853 MW i dla instalacji składowania odpadów innych niż niebezpieczne i obojętne o zdolności przyjmowania 22 500 Mg/rok oraz instalacji pozostałych, zlokalizowanych na terenie Energetyki Ciepłej Opolszczyzny S.A. w Opolu, przy ul. Harcerskiej 15

orzekam

- I. zmienić, na wniosek strony, decyzję Marszałka Województwa Opolskiego nr DOŚ-III.7222.49.2018.MSu z 24 kwietnia 2023 r. udzielającą Energetyce Ciepłej Opolszczyzny S.A. pozwolenia zintegrowanego dla instalacji spalania paliw o łącznej mocy nominalnej do 31 grudnia 2022 r. - 270,43 MW, od 1 stycznia 2023 r. - 245,853 MW i dla instalacji składowania odpadów innych niż niebezpieczne i obojętne o zdolności przyjmowania 22 500 Mg/rok oraz instalacji pozostałych, zlokalizowanych na terenie Energetyki Ciepłej Opolszczyzny S.A. w Opolu, przy ul. Harcerskiej 15, w następujący sposób:

1. W sentencji decyzji, na str. 1 dotychczasową treść o brzmieniu:

„...udzielić Energetyce Ciepłej Opolszczyzny S.A. w Opolu, pozwolenia zintegrowanego dla instalacji spalania paliw o łącznej mocy nominalnej: **do 31 grudnia 2022 r. - 270,43 MW, od 1 stycznia 2023 r. - 245,853 MW** i dla instalacji składowania odpadów innych niż niebezpieczne i obojętne o zdolności przyjmowania 22 500 Mg/rok oraz instalacji pozostałych, zlokalizowanych na terenie Energetyki Ciepłej Opolszczyzny S.A. w Opolu, przy ul. Harcerskiej 15, na warunkach określonych w niniejszej decyzji.”

zastępuje się treścią o brzmieniu

„...udzielić Energetyce Ciepłej Opolszczyzny S.A. w Opolu, pozwolenia zintegrowanego dla instalacji spalania paliw o łącznej mocy nominalnej **264,729 MW** i dla instalacji składowania odpadów innych niż niebezpieczne i obojętne o zdolności przyjmowania 22 500 Mg/rok oraz instalacji pozostałych, zlokalizowanych na terenie Energetyki Ciepłej Opolszczyzny S.A. w Opolu, przy ul. Harcerskiej 15, na warunkach określonych w niniejszej decyzji.”

2. Punkt I.1. pn. „Rodzaj prowadzonej działalności” otrzymuje nowe brzmienie:

- „I.1. Rodzaj prowadzonej działalności

Podstawowym procesem technologicznym w ciepłowni jest proces spalania paliw – węgla kamiennego i gazu ziemnego w celu ogrzania wody - nośnika ciepła dla miejskiego systemu

ciepłowniczego oraz wytworzenia energii elektrycznej na potrzeby własne oraz na sprzedaż. Ciepłownia, ze względu na rodzaj stosowanej technologii spalania oraz ze względu na lokalizację urządzeń technicznych, podzielona jest na 3 obiekty (podinstalacje).

Składowisko odpadów o zdolności przyjmowania ponad 10 Mg odpadów na dobę wykorzystywane jest jako miejsce składowania odpadów pochodzących tylko z instalacji Ciepłowni Centralnej w Opolu. Na składowisko wyjątkowo przyjmowane być mogą do magazynowania lub wykorzystania odpady obojętne od innych, niż Ciepłownia, dostawców. Składowisko, typu zaporowego, podzielone jest na dwie kwatery, rozdzielone nasypem (wałem ziemnym). Odpad:

- popiół lotny z elektrofiltra, w postaci emulgatu, wytwarzanego ze zmieszania z wodą i osadami z dekarbonizacji wody w instalacji pomocniczej (wytwórni emulgatu) przekazywany jest na składowisko instalacją hydrotransportu i kierowany naprzemiennie do kwater I lub II,
- żużel i inne odpady, wykorzystywane do budowy obwałowań przewożone są ciężarówkami przez ul. Harcerską i magazynowane lub składowane w kwaterze I.

Do instalacji wymagających pozwolenia zintegrowanego zaliczono:

1) Instalację spalania paliw, złożoną z 3 obiektów (podinstalacji):

- Obiekt 1 – EC-1 – zespół źródeł gazowych:
 - turbina gazowa z kotłem odzysknicowym EGT/Stein Fasel TG o mocy 25,14 MW,
 - kocioł gazowy ERK-25 Stein/Sefako o mocy 26,04 MW,
 - **kocioł gazowy GFB-18 o mocy 18,876 MW,**
- Obiekt 2 – EC-2 – zespół kotłów rusztowych typu WR i OR:
 - 1 kocioł rusztowy WR-25 nr 3 o nominalnej mocy cieplnej 34,325 MW,
 - 1 kocioł WR-25 nr 4 o nominalnej mocy cieplnej 14,7 MW,
 - 1 kocioł rusztowy parowy OR-50N z turbozespołem TP-1 wydajności parowej 50 t/h, o nominalnej mocy cieplnej 46,758 MW,
- Obiekt 3 – CC-3 – kocioł pyłowy wodny WP-120 o nominalnej mocy 98,89 MW.

Łączna nominalna moc instalacji, wyrażona jako energia chemiczna wprowadzona w paliwie wynosi: **264,729 MW**.

2) Instalację do składowania odpadów innych niż niebezpieczne i obojętne o zdolności przyjmowania 22 500 Mg/rok.

Do instalacji pozostałych zaliczono:

- transport i magazynowanie węgla,
- zapewnienie dostawy gazu ziemnego, typ E,
- przygotowanie sprężonego powietrza,
- rozprowadzanie wody na potrzeby ciepłowni,
- uzdatnianie wody,
- odbiór, przetwarzanie i magazynowanie odpadów paleniskowych,
- trawialnię wymienników.”

3. Punkt I.3. pn. „Rodzaj i parametry instalacji istotne z punktu widzenia przeciwdziałania zanieczyszczeniom” otrzymuje w całości nowe brzmienie:

„I.3. Rodzaj i parametry instalacji istotne z punktu widzenia przeciwdziałania zanieczyszczeniom

I.3.1. Instalacje wymagające pozwolenia zintegrowanego

Tabela nr 1.

Lp.	Nazwa instalacji	Charakterystyka
1.	Instalacja spalania paliw	<p>Instalację spalania paliw (instalację IPPC), stanowią następujące urządzenia spalania węgla i gazu ziemnego:</p> <p><u>w obiekcie CC-3</u> <u>kocioł pyłowy WP-120 o parametrach:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • producent i rok budowy: RAFAKO Racibórz, pozwolenie na budowę z 6.12.1983 r., uruchomienie 20.11.1992 r., • moc cieplna znamionowa (fabryczna) - 140 MW, • maksymalna wydajność cieplna – ograniczona poprzez zastosowanie ogranicznika mocy - 90 MW, • nominalna moc cieplna wyrażona w energii chemicznej wprowadzonej – 98,89 MW, • sprawność energetyczna – 90,13%, • paliwo – miał węgla kamiennego; paliwo rozpałkowe – olej opałowy lekki, • temperatura wody – 155/95°C, • temperatura spalin za kotłem – do 220°C, • przepływ spalin na wylocie z kotła dla mocy nominalnej – 139 600 Nm³/h, • odpopielanie – pneumatyczne, suche, • stan żużla – mokry, • układ rozpałkowy: osiem palników olejowych rozpałkowych; <p><u>urządzenia pomocnicze:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • 3 młyny węglowe wentylatorowe o wydajności 16 t/h, • 2 wentylatory powietrza o wydajności 120 000 Nm³/h, • 2 wentylatory spalin, o wydajności 260 000 Nm³/h, • urządzenia instalacji rozpałkowej: magazyn oleju wraz z instalacją doprowadzającą olej: <ul style="list-style-type: none"> ▪ jeden podziemny, dwusekcyjny zbiornik oleju o pojemności całkowitej 50 m³, ▪ przepompownia oleju, • urządzenia oczyszczające spaliny: <ul style="list-style-type: none"> ▪ elektrofiltr typu HE 2x22-2x400/3x4,0x9,6/330, ▪ gwarantowana skuteczność odpylania – 99%; <p><u>w obiekcie EC-2</u> <u>kocioł rusztowy WR-25 nr 3 o parametrach:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • producent i rok budowy: RAFAKO Racibórz, oddany do użytku 1.11.1975 r., • wydajność cieplna - kocioł nr 3 - 29,1 MW, • sprawność energetyczna: 85%, • moc cieplna wyrażona w energii chemicznej wprowadzonej do procesu przy obciążeniu nominalnym: 34,325 MW, • paliwo – miał węgla kamiennego, • temperatura wody – 150/70°C, • temperatura spalin za kotłem – do 180°C, • odpopielanie – suche, pneumatyczne, • stan żużla – mokry, <p><u>urządzenia pomocnicze:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • urządzenia oczyszczające spaliny: <ul style="list-style-type: none"> ▪ odpylacz przelotowy OP2/6, (12 elementów cyklonowych Φ300, $\eta=0,65$), ▪ instalacja odsiarczająco-odpylająca produkcji InstalFilter S.A., pracująca w oparciu o metodę wapienną półsuchą (SDA) z wykorzystaniem wodorotlenku wapnia. Integralną częścią instalacji będzie filtr workowy DFN 1684-3,2/10,0/2,5/90 o powierzchni filtracji 1684 m². ▪ instalacja odazotowania spalin produkcji ERC Technik GmbH metodą SNCR w oparciu o wodny roztwór mocznika do 40% . <p><u>kocioł rusztowy WR-25 nr 4 o parametrach:</u></p>

	<ul style="list-style-type: none"> • producent i rok budowy: RAFAKO Racibórz, oddany do użytku 24.12.1975 r., • wydajność cieplna - kocioł nr 4: 12,5 MW, • sprawność energetyczna: 85 %, • moc cieplna wyrażona w energii chemicznej wprowadzonej do procesu przy obciążeniu nominalnym: 14,7 MW, • paliwo – miał węgla kamiennego, • temperatura wody – 150/70°C, • temperatura spalin za kotłem – do 180°C, • odpopielanie – mechaniczne, • stan żużla – mokry, <p><u>urządzenia pomocnicze:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • urządzenia oczyszczające spaliny: <ul style="list-style-type: none"> ▪ odpylacz dwustopniowy dwuciągowy, na każdym z ciągów: ▪ odpylacz przelotowy OP2/6, (12 elementów cyklonowych $\Phi 300$, $\eta=0,65$), ▪ cyklodfiltr CT2x24/2x77-2500 (bateria cyklonów+bateria filtrów workowych); <p><u>kocioł rusztowy parowy OR-50N o parametrach:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • producent i rok budowy: RAFAKO, 2011-2012, • nominalna wydajność parowa – 50,0 Mg/h, • maksymalna trwała wydajność parowa – 52,0 Mg/h, • minimalna wydajność parowa (30% obciążenia nominalnego) – 15,0 Mg/h, • nominalna wydajność cieplna – 41,1 MW, • moc cieplna wyrażona w energii chemicznej wprowadzonej – 46,758 MW, • ciśnienie wody przed zaworem regulacyjnym - > 8,5 MPa, • ciśnienie pary na wylocie – 6,3 MPa, • temperatura pary na wylocie (w zakresie obciążenia > 50÷100%) – 485,0±5,0°C, • temperatura pary na wylocie (w zakresie obciążenia 30÷50%) - >450,0°C, • temperatura wody zasilającej – 105°C, • średnia arytmetyczna sprawność netto (dla obciążenia 50, 70, 100%) – 87,9%, • średnia arytmetyczna sprawność netto (dla obciążenia 30±50%) – 84,0 %, • paliwo: <ul style="list-style-type: none"> – rodzaj paliwa – węgiel kamienny energetyczny, – klasa – 31.2; 32.1, – sortyment – Miał IIA, – wartość opałowa – 22,0 – 24 MJ/kg, <p><u>urządzenia pomocnicze i współpracujące:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • odpylacz spalin, • turbozespół TP-1, • system chłodzenia wody, • chłodnie wentylatorowe. <p><u>urządzenia oczyszczające spaliny</u></p> <ul style="list-style-type: none"> – odpylacz przelotowy jednostopniowy 3x5x$\Phi 315$, sztuk 2, – instalacja odsiarczająco-odpylająca produkcji InstalFilter S.A. pracująca w oparciu o metodę wapienną półsuchą (SDA) z wykorzystaniem wodorotlenku wapnia. Integralną częścią instalacji będzie filtr workowy DFN 2020-3,2/12,0/2,5/90 o powierzchni filtracji 2020 m². – instalacja odazotowania spalin produkcji ERC Technik GmbH metodą SNCR w oparciu o wodny roztwór mocznika do 40%. <p><u>Turbozespół TP-1:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • producent i rok produkcji: Siemens, 2011, • moc elektryczna: 10,9 MW, • napięcie na zaciskach generatora: 6,3 kV,
--	---

		<p>Człon ciepłowniczy:</p> <ul style="list-style-type: none"> • moc cieplna członu ciepłowniczego zasilanego parą wylotową z turbiny: 30 MW, • moc cieplna stacji ciepłowniczej przy zasilaniu ze stacji redukcyjno-schładzającej – 41 MW, • minimalna moc stacji ciepłowniczej - 7,9 MW, • parametry pary dolotowej: <ul style="list-style-type: none"> – ciśnienie – 6,0 MPa, – temperatura – 480°C, – przepływ maks. – 52 t/h <p><u>w obiekcie EC-1</u> <u>turbina gazowa z wodną chłodnicą spalin</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • producent i rok budowy: EGT STEIN FASEL, 1998-1999, • znamionowa moc turbiny – 7,4 MW_e, • znamionowa moc chłodnicy spalin HRB – 14,2 MW, • znamionowa wydajność układu – 21,6 MW, • sprawność układu – 85,9 %, • moc cieplna układu wyrażona w energii chemicznej wprowadzonej – 25,14 MW • paliwo – gaz ziemny, typ E, <p><u>kocioł gazowy wodny ERK-25</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • producent i rok budowy: STEIN / SEFAKO 1998-1999, • znamionowa wydajność kotła - 25 MW, • sprawność 96%, • moc cieplna wyrażona w energii chemicznej wprowadzonej – 26,04 MW, • zakres mocy użytecznej – 5÷25 MW, • ciśnienie gazu przed urządzeniem – 0,4 MPa, • parametry pary odlotowej: <ul style="list-style-type: none"> – przepływ wody – maks. 390 t/h, – temperatura wody – 130/70°C, – temperatura spalin – 97°C. • paliwo – gaz ziemny, typ E, <p><u>kocioł gazowy wodny GFB-18</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • producent i rok budowy: Envirotech / Danstoker 2023, • znamionowa wydajność kotła - 18,168 MW, • sprawność 96,25 %, • moc cieplna wyrażona w energii chemicznej wprowadzonej - 18,876 MW, • zakres mocy użytecznej – 4÷18 MW, • ciśnienie gazu przed urządzeniem – 0,4 MPa, • parametry pary odlotowej: <ul style="list-style-type: none"> – przepływ wody – maks. 480 t/h, – temperatura wody – 145/115°C, – temperatura spalin – 99°C. • paliwo – gaz ziemny, typ E. <p>Proces produkcji: <u>w obiekcie EC-1:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • spalanie gazu ziemnego dostarczanego pod ciśnieniem 2,1 MPa w turbinie gazowej EGT STEIN FASEL – w celu uzyskania energii elektrycznej wyprowadzanej pod napięciem 6 kV. Spaliny z turbiny o temperaturze 552°C odprowadzane są do wodnej chłodnicy spalin HRB (kocioł odzyskicowy), będącej wymiennikiem ciepła 130/70°C o przepływie 223 t/h. • spalanie gazu ziemnego dostarczanego pod ciśnieniem 0,4 MPa w kotle gazowym ERK-25. Parametry pracy: <ul style="list-style-type: none"> ▪ przepływ wody – maks. 390 t/h,
--	--	---

		<ul style="list-style-type: none"> ▪ temperatura wody – 130/70°C, ▪ temperatura spalin – 97°C <ul style="list-style-type: none"> • spalanie gazu ziemnego dostarczanego pod ciśnieniem 0,4 MPa w kotle gazowym GFB-18. Parametry pracy: <ul style="list-style-type: none"> ▪ przepływ wody – maks. 480 t/h, ▪ temperatura wody – 145/115°C, ▪ temperatura spalin – 99°C <p>Ciepło (woda o temperaturze >100°C) wyprowadzane jest do systemu ciepłowniczego (węzła centralnego sieci).</p> <p>Do instalacji turbiny i do instalacji kotła podawana jest woda uzdatniona oraz powietrze. Układ jest nadzorowany z wykorzystaniem centralnego systemu sterowania i nadzoru. Instalacja uruchomiona w latach 1998/1999, nie była modernizowana. Kocioł gazowy GFB-18 uruchomiony w 2024 r.</p> <p><u>w obiekcie EC-2</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • spalanie węgla kamiennego - miału o parametrach $W_d \approx 22$ MJ/kg, $s = (0,5 - 0,8)\%$, $Ar \approx 20$ % dostarczanego wspólnym dla 3 kotłów układem nawęglania ze składu magazynu paliwa, w celu wytworzenia: <ul style="list-style-type: none"> – w kotłach WR-25: ciepła (wody o temperaturze 150°C) wprowadzanego z układu ciepłowni do systemu ciepłowniczego miasta, – w kotle OR-50N – pary wodnej o temperaturze >450°C, przesyłanej do turbiny przeciwprężno-upustowej, gdzie przetwarzana jest na energię mechaniczną, z której dalej uzyskuje się energię elektryczną. Po wykorzystaniu para przekazywana jest do członu ciepłowniczego, gdzie poprzez wymiennik oddaje ciepło do układu ciepłowniczego miasta. – spaliny odprowadzane są kominem o wysokości 100 m, jednoprzewodowym, poprzez instalacje oczyszczania spalin (odrębne dla każdego kotła). Żużel spod kotłów odprowadzany jest w stanie mokrym, dla kotła WR-25 nr 4 do żużla dodawany jest pył z odpylaczy; miejscem magazynowania są zbiorniki przy cyklonach (dot. kotła WR-25 nr 4), w przypadku kotłów WR-25 nr 3 i OR-50N pyły wytrącone na odpylaczach transportowane są pneumatycznie, w stanie suchym, do silosu odpadu poreakcyjnego. – do układu oczyszczania spalin doprowadzana jest woda uzdatniona i sprężone powietrze. <p><u>w obiekcie CC-3:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • spalanie węgla kamiennego o parametrach $W_d \approx 22$ MJ/kg, $s = (0,3 - 0,4)\%$, $Ar \approx 20$ %, podawanego w postaci pyłu węglowego (uzyskanego po zmieleniu w młynach węglowych) do 4 palników węglowych, wykonanych jako palniki niskoemisyjne (dot. emisji tlenków azotu). W kotle zainstalowanych jest 8 palników rozpalkowych olejowych, do których podawany jest olej opałowy lekki. Proces rozpalania kotła prowadzony jest z wykorzystaniem tych palników – do chwili uzyskania temperatury spalin na grodziach kotła równej 320°C (ok. 15 MW). Wówczas włączane jest podawanie pyłu węglowego i gdy temperatura spalin na wejściu do elektrofiltra osiągnie 115°C włączany jest elektrofiltr. Spaliny odprowadzane są kominem jednoprzewodowym o wysokości 150 m. <p>Magazyn oleju zlokalizowany w centralnej części zakładu, stanowi podziemny dwupłaszczowy dwusekcyjny zbiornik oleju o pojemności całkowitej 50 m³ oraz obiekt przepompowni oleju.</p> <p>Zbiornik jest wyposażony w alarmowy system monitoringu szczelności (alarm dźwiękowy i świetlny).</p> <p>Olej opałowy dostarczany jest cysternami samochodowymi o pojemności 16, 20 lub 32 m³ i na zabezpieczonym stanowisku rozładunku (taca, wybetonowane podłoże) przepompowywany do zbiornika. Ze zbiornika, poprzez przepompownię, własną instalację ciepłowni, dostarczany jest do palników rozpalkowych kotła WP-120.</p> <p>Pył z elektrofiltra odprowadzany jest transportem pneumatycznym do zbiornika pośredniego i przekazywany do wytwórni emulgatu. Żużel z kotła odprowadzany jest w stanie wilgotnym na miejsce magazynowania – do boksu betonowego.</p>
--	--	---

		<p>Ciepło (woda o temperaturze 155°C) wyprowadzana jest z kotła do układu zmieszania i dalej do systemu ciepłowniczego sieci.</p> <p>Proces spalania kontrolowany jest zdalnie, z wykorzystaniem centralnego systemu nadzoru CHANCE 2000.</p>
2.	<p>Składowisko odpadów innych niż niebezpieczne i obojętne.</p>	<p><u>Parametry techniczne:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • Ogólna powierzchnia składowiska: 6,1237 ha, • Lokalizacja: na działce nr 39/1 a.m. 22, obręb Opole, w wyrobisku pomarglowym „Odra I” o łącznej kubaturze składowiska – 439 168 m³, w tym: <ul style="list-style-type: none"> • kwatera nr I - pojemność całkowita 149 685 m³ • kwatera nr II – pojemność całkowita 289 883 m³ • rzędne: dna ok. 140 m n.p.m.; docelowego wypełnienia (zrównanie z terenem) dla kwatery I – 158,5 m n.p.m. i dla kwatery II - 161,5 m n.p.m. • uszczelnienie – naturalne (warstwa margli wapniowych; $k = 4,3 \times 10^{-5}$ m/s) • obwałowanie składowiska budowane w miarę wypełniania kwater, do budowy wykorzystuje się odpad – żużel; • urządzenia hydraulicznego transportu emulgatu: dwa rurociągi, F 150, połączone króćcami tłocznymi pomp emulgatu (instalacja przetwarzania odpadu znajdująca się na terenie ciepłowni po przeciwnej stronie ulicy Harcerskiej); • droga dojazdowa i droga technologiczna zakończona placem manewrowym, • pas zieleni izolacyjnej - składający się z drzew istniejących oraz nowo nasadzonych, uzupełniony, • trzy hydrowęzły obserwacyjne: <ol style="list-style-type: none"> a) hydrowęzeł nr 1 – na dopływie wód podziemnych: <ul style="list-style-type: none"> – piezometr nr H-1-1C – do cenomanu; – piezometr nr H-1-1T – do turonu; b) hydrowęzeł nr 2 – na odpływie wód podziemnych: <ul style="list-style-type: none"> – piezometr nr H-2-2C – do cenomanu; – piezometr nr H-2-2T – do turonu; c) hydrowęzeł nr 3 – objęty badaniami od III kwartału 2012 r. na odpływie wód podziemnych: <ul style="list-style-type: none"> – poziom wodonośny turonu – H3 T – odprowadzenie z rzepia drenującego wody wyrobiska ODRA II; – poziom wodonośny cenomanu – H3C- nieeksploatowana studnia głębinowa WiK przy ul. Luboszyckiej; • ogrodzenie z siatki stalowej o wys. 2 m posiadające zamykaną bramę, • rów opaskowy biegnący od strony południowej o dł. ok. 400 m i szer. ok. 1,5 m. <p>Do 31.12.2005 r. na składowisku złożono 183,5 tys. Mg odpadów, co zapewniło ok. 53% jego pojemności.</p> <p>Rok uruchomienia instalacji: 1990.</p> <p>Na składowisko przyjmowane są odpady pochodzące z:</p> <ul style="list-style-type: none"> • procesów technologicznych zakładu w Opolu: • odpady z instalacji spalania paliw (pył z elektrofiltra, przetworzony w wytwórni emulgatu, odpady ze spalania paliw z kotłów WR), • prac remontowo-budowlanych z terenu ECO Opole, • prac porządkowych z terenu ECO S.A. w Opolu. <p><u>Opis procesu – technologia magazynowania i składowania odpadów:</u></p> <p>Pył ze spalania w postaci emulgatu, tylko w sezonie grzewczym w 10-12 szarżach/rok, dostarczany jest na składowisko systemem hydrotransportu w postaci półpłynnej (uzyskanej w wyniku mieszania odpadu (pyłu ze spalania węgla z instalacji CC-3) z wodą w proporcji 2:1); po wprowadzeniu na powierzchnię składowiska w ciągu 5-10 dni tężeje, absorbując w całości podaną wspólnie wodę. Proces chemiczny dalszego wiązania zestalonego emulgatu trwa około 1-go roku i dłużej.</p> <p>Po związaniu emulgat na składowisku tworzy jednolitą masę o zwartej strukturze, która osiąga wytrzymałość na ściskanie 0,15 MPa – zbliżoną do wytrzymałości słabych skał. Współczynnik filtracji wynosi 10⁻⁷ m/s – zestalony odpad stanowi praktycznie materiał</p>

	<p>nieprzepuszczalny; układany na dnie i skarpach odkrywki wypełnia i uszczelnia wszystkie szczeliny górotworu, tworząc zabezpieczenie wód gruntowych przed przedostawaniem się do nich zanieczyszczeń. Powierzchnia emulgatu jest terenem wyrównanym, szybko zarasta.</p> <p>Odpad składowany jest w obu kwaterach, naprzemiennie.</p> <p>Dostarczane samochodami żużle lub odpady obojętne są magazynowane do czasu wykorzystania do budowy obwałowania kwater i do budowy dróg na składowisku w wydzielonych miejscach na kwaterze I, nadmiar tych odpadów może być składowany w kwaterze I.</p> <p>Na składowisku nie wydzielono kwater dla odpadów niebezpiecznych i nie przyjmuje się odpadów niebezpiecznych.</p> <p>Składowisko planuje się wypełniać do poziomu terenu otaczającego, po zakończeniu eksploatacji przewiduje się wykonanie rekultywacji terenu składowiska.</p>
--	---

I.3.2. Instalacje niewymagające pozwolenia zintegrowanego

Tabela nr 2.

Lp.	Nazwa instalacji pozostałych	Charakterystyka
1.	Transport i magazynowanie węgla	<p>Węgiel dostarczany jest drogą kolejową na własną bocznice, zlokalizowaną od północno-wschodniej strony zakładu. Wagony z węglem podstawiane są do wywrotnicy typu WWb – 90.15 z użyciem lokomotywy spalinowej, wagony puste wypychane są przez wagony pełne. Węgiel wysypywany jest z wagonów do szczelinowego zasobnika umieszczonego pod wywrotnicą, skąd za pomocą dwóch wygarniaczy kołowych typu WKH – 800 podawany jest na przenośniki. Węgiel transportowany jest do budynku przesypowego, skąd za pomocą zespołu zsypani może być podawany:</p> <ul style="list-style-type: none"> • na skład paliwa, • wprost do kotłowni. <p>Otwarty skład węgla zlokalizowany jest w południowo-wschodniej części ciepłowni. W składzie kształtuje się dwie przemyki o łącznej pojemności 70,5 tys. ton. Na składzie musi być zmagazynowane paliwo na okres 3-miesięcznej pracy ciepłowni.</p> <p>W instalacji wykorzystywane są:</p> <ul style="list-style-type: none"> • wywrotnica wagonowa, • lokomotywa spalinowa, • ładowarko-zwałowarka.
2.	Zapewnienie dostawy gazu ziemnego GZ-50	<p>Dostawę gazu zapewnia gazociąg wysokiego ciśnienia DN 200 Pn 6.3 MPa, doprowadzający gaz do stacji redukcyjno-pomiarowej I^o, skąd, po obniżeniu ciśnienia do wartości 2,1- 4 MPa gaz doprowadzany jest do stacji II^o.</p> <p>Stacja zapewnia uzyskanie strumienia gazu o parametrach wymaganych: o temperaturze ok. 20°C i ciśnieniu 1,6-2,1 MPa dla turbiny gazowej i 0,4 MPa dla kotła gazowego.</p> <p>Stacja gazowa zasilana jest gazem ziemnym wysokometanowym z gazociągu wysokiego ciśnienia DN 200 Pn 6,3 MPa.</p> <p>Na terenie stacji realizowane są następujące procesy:</p> <ul style="list-style-type: none"> • oczyszczanie gazu z zanieczyszczeń mechanicznych, • wstępne ogrzanie gazu, • obniżenie ciśnienia gazu, • pomiar objętości przepływającego gazu. <p>Urządzenia stacji gazowej zabudowane są w 2 kontenerach metalowych, ocieplonych. Do podgrzewania gazu wykorzystywane są zainstalowane na stacji 2 kotły gazowe Jubam Gas o wydajności 170 kW każdy.</p> <p>Teren stacji został ogrodzony i na trwałe wyłączony z innego sposobu użytkowania.</p>

Lp.	Nazwa instalacji pozostałych	Charakterystyka
3.	Przygotowanie sprężonego powietrza	<p>Powietrze wykorzystywane jest w instalacji kotła WP-120 (strzepywacze, napędy pneumatyczne), instalacji wytwórni emulgatu (transport pyłu) i w instalacji kotłów WR i układu produkcji skojarzonej OR50N-TP1 – na potrzeby AKPIA (w tym osuszacza i filtrów w układach kotła, odpylania, chłodni i zaworów turbiny oraz regeneracji worków systemu odpylania).</p> <p>Instalację stanowi zespół sprężarek i dmuchaw, przygotowujących powietrze o ciśnieniu od 0,03 MPa do 3 MPa, zainstalowanych w:</p> <ul style="list-style-type: none"> • sprężarkowni zlokalizowanej w centralnej części ciepłowni, • instalacji EC-2, • instalacji EC-1.
4.	Instalacje związane z gospodarką wodno-ściekową	<p>Woda w Zakładzie wykorzystywana jest na potrzeby technologiczne. Zakład wykorzystuje do tego celu wodę wodociągową oraz wodę pochodzącą z wywrotnicy wagonowej.</p> <p>Woda z sieci miejskiego wodociągu wykorzystywana jest:</p> <ul style="list-style-type: none"> • po uzdatnieniu – do uzupełniania sieci na potrzeby obiegu wody kotłowej i sieci ciepłowniczej miasta, w instalacji odazotowania jako środek do rozcieńczania roztworu mocznika (od 1.01.2023 r.); • na potrzeby gospodarcze obiektów CC-3, EC-2 i EC-1 (odżużlanie, mycie turbiny, SUW 2, technologiczne kotła OR-50N, do układu chłodzenia kotła OR-50N; w instalacji odsiarczania do nawilżania i schładzania spalin w celu optymalizacji procesu (od 1.01.2023 r.)). <p>Woda z odwodnienia wywrotnicy wykorzystywana jest i może być na:</p> <ul style="list-style-type: none"> – potrzeby składowiska odpadów – do produkcji emulgatu; – potrzeby instalacji do spalania paliw – do innych celów nie wymagających wysokich parametrów jakościowych wody. <p>Woda kotłowa i woda wykorzystywana w sieciach ciepłych poddawana jest procesom uzdatniania w dwóch stacjach uzdatniania wody. Proces uzdatniania obejmuje: demineralizację i odgazowanie. W procesie uzdatniania wody wykorzystuje się siarczyn sodu, dwunastowodny fosforan trójsodowy, eliminox oraz sól do regeneracji masy jonitowej.</p> <p>SUW 1 wyposażona jest w:</p> <ul style="list-style-type: none"> • akcelatory i urządzenia pomocnicze; • filtry żwirowe i wymienniki jonitowe; • urządzenia chemicznego odgazowania wody (pomieszczenie dawkowni w budynku EC-2); • pompy wody zdekarbonizowanej i zmiękczonej; • pompownię ścieków i szlamów; • instalację solanki. <p>SUW 2 pracująca z wykorzystaniem zjawiska odwróconej osmozy, wyposażona jest w:</p> <ul style="list-style-type: none"> • filtr mechaniczny – wejściowy; • filtr węglowy; • urządzenie odwróconej osmozy; • urządzenie EDI (przeznaczone do głębokiej demineralizacji wody po osmozie); • stację dozującą 2% r-r NaOH; • stację dozującą eliminox z dodatkiem wody amoniakalnej; • stację dozującą fosforan sodu; • aparaturę sterującą oraz kontrolno-pomiarową. <p>Podstawowe źródła ścieków technologicznych powstających w wyniku eksploatacji instalacji wymagającej pozwolenia zintegrowanego to:</p> <ul style="list-style-type: none"> • ścieki z odżużlania EC-2 i CC-3; • ścieki z mycia turbiny w EC-1; • ścieki z odmulania kotła parowego w EC-2. <p>Powstałe na terenie Zakładu ścieki technologiczne odprowadzane są do kanalizacji sanitarnej zakładu i dalej do kanalizacji sanitarnej miasta, lub gromadzone są w zbiorniku</p>

Lp.	Nazwa instalacji pozostałych	Charakterystyka
		ścieków, a następnie odprowadzane zbiorczym systemem kanalizacji zakładowej do kanalizacji miejskiej.
5.	Odbiór, przetwarzanie i magazynowanie odpadów paleniskowych	<p>Odpadami z procesu spalania są:</p> <ul style="list-style-type: none"> • żużel z wanien odżużlania wraz z popiołem z odpylaczy z instalacji EC-2. • popiół lotny zebrany w elektrofiltrze instalacji CC3, • żużel z wanien odżużlania CC3. <p><u>Instalacja magazynowania i dystrybucji odpadu z EC-2</u> Żużel z kotłów rusztowych EC-2 w stanie wilgotnym jest transportowany przenośnikami taśmowymi do zamkniętych zbiorników. Popiół lotny wytrącony w cyklonach kotłów doprowadzony jest szczelnym transportem do układu odżużlania, gdzie po zwilżeniu jest mieszany z żużlem. Ze zbiorników żużel odbierany jest ciężarówkami i sprzedawany, lub własnym transportem ZEC wywożony na składowisko odpadów, gdzie wykorzystywany jest do budowy obwałowań składu emulgatu lub składowany.</p> <p><u>Instalacja magazynowania, przetwarzania i odprowadzania popiołu lotnego (pył) z elektrofiltra kotła WP-120 (CC-3)</u> Z aparatów wydmuchowych pył transportowany jest pneumatycznie (z wykorzystaniem powietrza sprężonego pod niskim ciśnieniem) do zbiornika pośredniego. Ze zbiornika pośredniego pył przekazywany jest (opada) do pomp komorowych, skąd porcjami, pneumatycznie podawany jest do zbiornika retencyjnego (ok. 1200 m³ - 2400-2640 Mg odpadu, zabezpieczony klapą implozyjno-eksplozywną), dalej grawitacyjnie kierowany jest do wytwórni emulgatu lub bezpośrednio do układu załadunku cementowozów.</p> <p><u>Układ załadunku cementowozów</u> Pod zbiornikiem retencyjnym popiołu zlokalizowana jest instalacja do odbioru popiołu w stanie suchym. Popiół może być ładowany do szczelnych cystern (cementowozów), którymi transportowany jest do miejsca przeznaczenia, głównie do wykorzystania do produkcji materiałów budowlanych. Instalacja składa się z dwóch ciągów załadunkowych, układ załadunku cementowozów stanowią:</p> <ul style="list-style-type: none"> • armatura odcinająca, • rynnny aeracyjne wraz z instalacją zasilania sprężonym powietrzem, • dwupłaszczkowe rękawy załadunkowe napędzane wciągarkami, • instalacje odsysania powietrza zanieczyszczonego do zbiornika retencyjnego. <p>Proces produkcji emulgatu (mieszanie z wodą w stosunku 2:1) rozpoczyna się w chwili gdy ilość popiołu w zbiorniku osiągnie ok. 50-75% całkowitej objętości. Czas produkcji emulgatu dla pełnego zbiornika wynosi około 12 h. Emulgat rurociągiem przekazywany jest na własne składowisko ciepłowni (instalacja IPPC).</p> <p>Powietrze transportowe z instalacji transportu pyłu po wykorzystaniu kierowane jest do atmosfery poprzez 2 filtry pulsacyjne typu FOK o powierzchni filtracyjnej ok. 50 m² każdy.</p> <p><u>Instalacja odprowadzania żużla z CC-3</u> Żużel z kotła WP-120 odprowadzany jest w stanie mokrym na wybetonowane, osłonięte również betonową ścianą o wysokości ok. 3 m, miejsce magazynowania, bądź wywożony bezpośrednio do wyrobiska ODRA I w celu wykorzystania do budowy obwałowań kwatery składowania emulgatu.</p>
6.	Trawialnia wymienników	<p>Instalacja pracuje na potrzeby sieci ciepłej ECO S.A. oraz na zlecenia klientów zewnętrznych. Wykonuje czyszczenie wymienników ciepła.</p> <p>Proces chemicznego czyszczenia wymienników składa się z etapów:</p> <ul style="list-style-type: none"> • przygotowanie kąpeli czyszczącej, • czyszczenie, • spust i neutralizacja wypracowanej kąpeli. <p>Roztwór – 20% wodny roztwór preparatu czyszczącego o wymaganym pH od 0,5 do 3 – przygotowany jest w zbiorniku zestawu pompowego. Czyszczenie odbywa się w czasie przepompowywania przez wymiennik podgrzanego do temp. ok. 35-50 °C</p>

Lp.	Nazwa instalacji pozostałych	Charakterystyka
		<p>roztworu. Czyszczenie trwa od ok. 2 do 6 h, do ustalenia wartości pH (sprawdzana jest ona co 20-30 min.).</p> <p>Wypracowany roztwór spuszcza się do zbiornika neutralizacyjnego i zobojętnia wodą amoniakalną do uzyskania stężenia pH od ok. 6,5-8,5, następnie do osadnika, skąd, wraz z gromadzonymi tam ściekami gospodarczymi przepompowywany jest do głównego zbiornika ścieków.</p> <p>Do czyszczenia wykorzystywane są ogólnodostępne atestowane preparaty, oparte o kwasy organiczne (cytrynowy, askorbinowy), lub kwas mineralny (fosforowy lub amidosulfonowy), z dodatkiem inhibitorów korozji.</p>
7.	Instalacje i urządzenia inne	<p><u>Instalacje elektryczne:</u></p> <p>Zakład:</p> <ul style="list-style-type: none"> • na własne potrzeby produkuje energię elektryczną w instalacji EC-1 i EC-2, • może pobierać energię elektryczną z węzła Energia Pro, znajdującego się przy ul. Harcerskiej. <p>Energia na potrzeby instalacji dystrybuowana jest własną siecią.</p> <p>W zakładzie, na potrzeby generatora EC-1 oraz zasilania EC-2 i CC-3 pracują rozdzielnie wysokiego (6 kV) i niskiego (0,4 kV) napięcia oraz falownika, który dzięki sterowaniu i płynnej regulacji obrotami silników pomp sieciowych wpływa na ograniczenie zużycia energii elektrycznej. Instalacja elektryczna wyposażona jest w 3 zespoły transformatorów 6/0,69 kV, falownik, transformator 0,6 kV. Posiada odpowiednie szafy zasilające, sterowanie i zabezpieczenia. Pomieszczenie falownikowni jest wentylowane w celu optymalnej temperatury – odprowadzenia nadmiaru ciepła powstałego w czasie pracy falowników (około 30-40 kW).</p>

I.3.3. Czas pracy instalacji

Instalacja Ciepłowni Centralnej pracuje przez cały rok w sposób ciągły, przy czym:

- instalacja spalania paliw (instalacja IPPC) pracuje w sposób ciągły – 8760 h/rok,
- instalacja składowiska odpadów (instalacja IPPC) jest dostępna przez cały rok, przy czym odpady przyjmowane są:
 - emulgat – ok. 70-80 h/rok, tylko w sezonie grzewczym, w godzinach 7:00-15:00,
 - inne – do magazynowania, wykorzystania lub składowania – przez cały rok, w godzinach 7:00-15:00.”

4. Punkt I.6. pn. „Wprowadzanie gazów i pyłów do powietrza” otrzymuje w całości nowe brzmienie:

„I.6. Wprowadzanie gazów i pyłów do powietrza

I.6.1. Źródła powstawania oraz miejsca wprowadzania gazów i pyłów do powietrza, ich charakterystyka oraz czas eksploatacji źródeł emisji

Tabela nr 7.

Lp.	Numer emitora	Źródło emisji, nazwa obiektu, rodzaj emitora	Urządzenia ochrony powietrza	Charakterystyka emitorów			
				H [m]	D [m]	T _g [K]	Czas eksploatacji [h/rok]
Instalacja wymagająca pozwolenia zintegrowanego - Instalacja do spalania paliw							

Lp.	Numer emitora	Źródło emisji, nazwa obiektu, rodzaj emitora	Urządzenia ochrony powietrza	Charakterystyka emitorów			
				H [m]	D [m]	Tg [K]	Czas eksploatacji [h/rok]
1.	E-1	Kocioł WP-120 - opalany węglem kamiennym	Elektrofiltr	150,0	3,1	391	do 31.12.2027 r. - 1000 od 1.01.2028 r. - 500
2.	E-2	Kocioł WR-25 nr 4	odpyłacz przelotowy + cyklodfiltry	100,0	2,1	384	8760
		Kocioł WR-25 nr 3 Kocioł OR-50N - opalane węglem kamiennym	odpyłacz przelotowy, SNCR, IOS, filtry workowe				
3.	E-3	Turbina gazowa TEMPEST EGT-EC-1 Stein Fasel - opalana gazem GZ-50	brak	30,0	1,8	358	8760
4.	E-4.1	Kocioł gazowy ERK-25 STEIN/SEFAKO - opalany gazem GZ-50	brak	30,0	1,2	370	8760
5.	E-4.2	Kocioł gazowy GFB-18 – opalany gazem GZ-50	brak	30,0	1,1	372	8760
6.	E-10	Sekcja nr 1 zbiornika oleju opałowego o pojemności 25 m ³	brak	4,4	0,05	281	20
7.	E-11	Sekcja nr 2 zbiornika oleju opałowego o pojemności 25 m ³	brak	4,4	0,05	281	20
8.	E-12	Przepompownia oleju opałowego	brak	7,9	0,6	281	50
9.	E-13			7,9	0,6	281	50
10.	E-14	Silos reagentu	filtr workowy	20,0	0,155	281	110
11.	E-15	Silos odpadu poreakcyjnego	filtr workowy	20,0	0,155	281	8760
12.	E-16	Silos odpadu - rękaw załadowniczy	filtr workowy	6,6	0,175	281	240
Pozostałe instalacje							
13.	E-7	Stacja emulgatu - zbiornik retencyjny popiołu	filtr tkaninowy pulsacyjny	56,5	0,36	281	500 ⁽¹⁾

Objaśnienie:

⁽¹⁾ - maksymalny dopuszczalny czas pracy.

I.6.2. Wielkość dopuszczalnej emisji w warunkach normalnego funkcjonowania instalacji

Tabela nr 8.

Lp.	Numer emitora	Nazwa źródła emisji substancji	Substancja	Wielkość dopuszczalnej emisji w warunkach normalnej eksploatacji instalacji		Jednostka
				ze źródła	z emitora	
Instalacja wymagająca pozwolenia zintegrowanego - Instalacja do spalania paliw						
do 31.12.2027 r.						
1.	E-1	Kocioł WP-120 o mocy cieplnej 98,89 MW opalany węglem kamiennym	Tlenki azotu (rozumiane jako NO+NO ₂ w przeliczeniu NO ₂) ⁵⁾	495 ¹⁾ 450 ²⁾ 450 ³⁾	495 ¹⁾ 450 ²⁾ 450 ³⁾	[mg/m ³ _u] warunki umowne: temp. 273,15 K,
			Dwutlenek siarki ⁶⁾	880 ¹⁾ 800 ²⁾	880 ¹⁾ 800 ²⁾	

2.	E-2			800 ³⁾	800 ³⁾	ciśnienie 101,3 kPa, gaz suchy, 6 % tlenu w gazach odlotowych		
			Pył ogółem	28 ¹⁾ 30 ²⁾ 30 ³⁾	28 ¹⁾ 30 ²⁾ 30 ³⁾			
			Tlenek węgla	140 ⁴⁾	140 ⁴⁾			
			Chlorowodór ⁷⁾	66,5	66,5			
			Fluorowodór ⁸⁾	10	10			
			Rtęć	9	9	µg/Nm ³		
			od 1.01.2028 r.					
			Tlenki azotu (rozumiane jako NO+NO ₂ w przeliczeniu NO ₂)	495 ¹⁾ 450 ²⁾ 450 ³⁾	495 ¹⁾ 450 ²⁾ 450 ³⁾	[mg/m ³] warunki umowne: temp. 273,15 K, ciśnienie 101,3 kPa, gaz suchy, 6 % tlenu w gazach odlotowych		
			Dwutlenek siarki	880 ¹⁾ 800 ²⁾ 800 ³⁾	880 ¹⁾ 800 ²⁾ 800 ³⁾			
			Pył ogółem	33 ¹⁾ 30 ²⁾ 30 ³⁾	33 ¹⁾ 30 ²⁾ 30 ³⁾			
		Tlenek węgla	140 ⁴⁾	140 ⁴⁾				
		Chlorowodór	66,5	66,5				
		Fluorowodór	39,9	39,9				
		Rtęć	9	9	µg/Nm ³			
				Kocioł WR-25 nr 3 o mocy cieplnej 34,325 MW <i>opalany węglem kamiennym</i>	Tlenki azotu (rozumiane jako NO+NO ₂ w przeliczeniu NO ₂)	330 ¹⁾ 300 ²⁾ 270 ³⁾	330 ¹⁾ 300 ²⁾ 270 ³⁾	[mg/m ³] warunki umowne: temp. 273,15 K, ciśnienie 101,3 kPa, gaz suchy, 6 % tlenu w gazach odlotowych
					Dwutlenek siarki	400 ¹⁾ 400 ²⁾ 360 ³⁾	406 ¹⁾ 400 ²⁾ 366 ³⁾	
					Pył ogółem	28 ¹⁾ 30 ²⁾ 18 ³⁾	29 ¹⁾ 30 ²⁾ 20 ³⁾	
					Tlenek węgla	500 ⁴⁾	500 ⁴⁾	
Chlorowodór	10				10			
Fluorowodór	6				6			
Amoniak	10				10			
Rtęć	9				9	µg/Nm ³		
Kocioł WR-25 nr 4 o mocy cieplnej 14,7 MW <i>opalany węglem kamiennym</i>	Tlenki azotu (rozumiane jako NO+NO ₂ w przeliczeniu NO ₂)			300 ²⁾		[mg/m ³] warunki umowne: temp. 273,15 K, ciśnienie 101,3 kPa, gaz suchy, 6 % tlenu w gazach odlotowych		
	Dwutlenek siarki			400 ²⁾				
	Pył ogółem			30 ²⁾				
	Tlenek węgla			20,91				
	Chlorowodór			1,44				
	Rtęć	0,0013		kg/h				
Kocioł OR-50N o mocy cieplnej 46,758 MW <i>opalany węglem kamiennym</i>	Tlenki azotu (rozumiane jako NO+NO ₂ w przeliczeniu NO ₂)	330 ¹⁾ 300 ²⁾ 270 ³⁾		[mg/m ³] warunki umowne: temp. 273,15 K, ciśnienie 101,3 kPa, gaz suchy, 6 % tlenu w gazach				
	Dwutlenek	400 ¹⁾						

			siarki	400 ²⁾ 360 ³⁾		odlotowych	
			Pył ogółem	28 ¹⁾ 30 ²⁾ 18 ³⁾			
				Tlenek węgla	500 ⁴⁾		
				Chlorowodór	10		
			Fluorowodór	6			
			Amoniak	10			
			Rtęć	9			
						µg/Nm ³	
Emisja z emitora E-2 = emisji z zespołu źródeł złożonych z części źródeł, tj. kotła WR-25 nr 3 o mocy 34,325 MW, WR-25 nr 4 o mocy 14,7 MW, OR-50N o mocy 46,758 MW.							
4.	E-3	Turbina gazowa TEMPEST EGT-EC-1 Stein Fasel o mocy cieplnej 25,14 MW opalana gazem	do 31.12.2024 r.				kg/h
			Dwutlenek azotu	8,21	8,21		
			Dwutlenek siarki	0,96	0,96		
			Pył ogółem	0,14	0,14		
			Tlenek węgla	2,72	2,72		
			Rtęć	0,000009	0,000009		
			od 1.01.2025 r.				kg/h
			Tlenki azotu (rozumiane jako NO+NO ₂ w przeliczeniu NO ₂)	150	150	[mg/m ³ _u] warunki umowne: temp. 273,15 K, ciśnienie 101,3 kPa, gaz suchy, 15 % tlenu w gazach odlotowych	
			Dwutlenek siarki	0,96	0,96		
			Pył ogółem	0,14	0,14		
Tlenek węgla	2,72	2,72					
Rtęć	0,000009	0,000009					
5.	E-4.1	Kocioł ERK-25 STEIN/SEFAKO o mocy cieplnej 26,04 MW opalany gazem	do 31.12.2024 r.				kg/h
			Tlenki azotu (rozumiane jako NO+NO ₂ w przeliczeniu NO ₂)	300	300	[mg/m ³ _u] warunki umowne: temp. 273,15 K, ciśnienie 101,3 kPa, gaz suchy, 3 % tlenu w gazach odlotowych	
			Dwutlenek siarki	35	35		
			Pył ogółem	5	5		
			Tlenek węgla	2,9	2,9		
			Rtęć	0,00001	0,00001		
			od 1.01.2025 r.				kg/h
			Tlenki azotu (rozumiane jako NO+NO ₂ w przeliczeniu NO ₂)	200	200	[mg/m ³ _u] warunki umowne: temp. 273,15 K, ciśnienie 101,3 kPa, gaz suchy, 3 % tlenu w gazach odlotowych	
			Dwutlenek siarki	35	35		
			Pył ogółem	5	5		
Tlenek węgla	2,9	2,9					
Rtęć	0,00001	0,00001					
6.	E-4.2	Kocioł gazowy GFB-18 Envirotech/	Tlenki azotu (rozumiane jako NO+NO ₂ w	100	100	[mg/m ³ _u] warunki umowne: temp. 273,15 K,	

		Danstoker o mocy cieplnej 18,876 MW opalany gazem	przeliczeniu NO ₂)			ciśnienie 101,3 kPa, gaz suchy, 3 % tlenu w gazach odlotowych
			Dwutlenek siarki	35	35	
			Pył ogółem	5	5	
			Tlenek węgla	1,0	1,0	
			Rtęć	0,00001	0,00001	kg/h
7.	E-10	Sekcja nr 1 zbiornika oleju opałowego o pojemności 25 m ³	Węglowodory alifatyczne	0,031667	0,031667	kg/h
8.	E-11	Sekcja nr 1 zbiornika oleju opałowego o pojemności 25 m ³	Węglowodory alifatyczne	0,031667	0,031667	kg/h
9.	E-12	Przepompownia oleju opałowego	Węglowodory alifatyczne	0,0054	0,0054	kg/h
10.	E-13		Węglowodory alifatyczne	0,0054	0,0054	kg/h
11.	E-14	Silos reagenta	Pył ogółem	0,0096	0,0096	kg/h
12.	E-15	Silos odpadu	Pył ogółem	0,0011	0,0011	kg/h
13.	E-16	Silos odpadu – rękaw	Pył ogółem	0,0049	0,0049	kg/h
Instalacje pozostałe						
14.	E-7	Stacja emulgatu – zbiornik retencyjny popiołu	Pył ogółem	0,0022	0,0022	kg/h
Emisja roczna z instalacji wymagającej pozwolenia zintegrowanego do 31.12.2024 r.			Dwutlenek siarki	460,08	Mg/rok	
			Dwutlenek azotu	466,37		
			Pył ogółem	30,23		
			Tlenek węgla	472,92		
			Chlorowodór	20,11		
			Rtęć	0,011		
			Fluorowodór	6,16		
			Amoniak	7,94		
Emisja roczna z instalacji wymagającej pozwolenia zintegrowanego od 1.01.2025 r. do 31 grudnia 2027 r.			Dwutlenek siarki	460,08		
			Dwutlenek azotu	452,40		
			Pył ogółem	30,23		
			Tlenek węgla	472,92		
			Chlorowodór	20,11		
			Rtęć	0,011		
			Fluorowodór	6,16		
			Amoniak	7,94		
Emisja roczna z instalacji wymagającej pozwolenia zintegrowanego od 1.01.2028 r.			Dwutlenek siarki	400,70		
			Dwutlenek azotu	407,94		
			Pył ogółem	27,66		
			Tlenek węgla	457,62		
			Chlorowodór	15,46		
			Rtęć	0,010		

	Fluorowodór	7,55	
	Amoniak	7,94	
	Węglowodory alifatyczne	0,096	
Emisja roczna z instalacji pozostałych	Pył ogółem	0,0005	

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 (tlenki azotu rozumiane jako NO+NO₂ w przeliczeniu na NO₂), tj. granicznych wielkości emisyjnych wyrażonych jako wartość średnia roczna oraz wartość średnia dobową, określonych w tabeli 3 zawartej w rozdziale 2.1.3. załącznika do Decyzji Wykonawczej Komisji (UE) 2021/2326 z dnia 30 listopada 2021 r. ustanawiająca 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⁾ odstępstwo od poziomu BAT-AEL dla dwutlenku siarki, tj. granicznych wielkości emisyjnych wyrażonych jako wartość średnia roczna oraz wartość średnia dobową, określonych w tabeli 4 zawartej w rozdziale 2.1.4. załącznika do Decyzji Wykonawczej Komisji (UE) 2021/2326 z dnia 30 listopada 2021 r. ustanawiająca 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)”,
- ⁷⁾ odstępstwo od poziomu BAT-AEL dla chlorowodoru, tj. granicznych wielkości emisyjnych wyrażonych jako wartość średnia roczna lub średnia z próbek uzyskanych w ciągu jednego roku, określonych w tabeli 5 zawartej w rozdziale 2.1.4. załącznika do Decyzji Wykonawczej Komisji (UE) 2021/2326 z dnia 30 listopada 2021 r. ustanawiająca 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)”,
- ⁸⁾ odstępstwo od poziomu BAT-AEL dla fluorowodoru, tj. granicznych wielkości emisyjnych wyrażonych jako wartość średnia roczna oraz wartość średnia dobową, określonych w tabeli 5 zawartej w rozdziale 2.1.4. załącznika do Decyzji Wykonawczej Komisji (UE) 2021/2326 z dnia 30 listopada 2021 r. ustanawiająca 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)”.

I.6.3. Zezwala się na następujące odstępstwo od granicznych wielkości emisyjnych:

Dopuszcza się eksploatację kotła WP-120 o nominalnej mocy cieplnej 98,89 MW z odstępstwem do dnia 31 grudnia 2027 r., od obowiązku dotrzymywania granicznych wielkości emisyjnych określonych w załączniku do Decyzji Wykonawczej Komisji (UE) 2021/2326 z dnia 30 listopada 2021 r. ustanawiająca 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:

- tlenków azotu (tlenki azotu rozumiane jako NO+NO₂ w przeliczeniu na NO₂), tj. granicznych wielkości emisyjnych wyrażonych jako wartość średnia roczna oraz wartość średnia dobową, określonych w tabeli nr 3 zawartej w rozdziale 2.1.3.,
- dwutlenku siarki, tj. granicznych wielkości emisyjnych wyrażonych jako wartość średnia roczna oraz wartość średnia dobową, określonych w tabeli nr 4 zawartej w rozdziale 2.1.4.,
- chlorowodoru, tj. granicznych wielkości emisyjnych wyrażonych jako wartość średnia roczna lub średnia z próbek uzyskanych w ciągu jednego roku, określonych w tabeli nr 5 zawartej w rozdziale 2.1.4.,
- dla fluorowodoru, tj. granicznych wielkości emisyjnych wyrażonych jako wartość średnia roczna oraz wartość średnia dobową, określonych w tabeli nr 5 zawartej w rozdziale 2.1.4.

Dopuszczalne warunki wprowadzania do powietrza tlenków azotu, dwutlenku siarki, chlorowodoru i fluorowodoru z kotła WP-120 o nominalnej mocy cieplnej 98,89 MW, w okresie odstępstwa, tj. do dnia 31 grudnia 2027 r., określa tabela zawarta w punkcie I.6.2.”

5. Punkt I.7. pn. „Źródła emisji hałasu, rozkład czasu pracy źródeł emisji hałasu dla doby” otrzymuje w całości nowe brzmienie:

„I.7. Źródła emisji hałasu, rozkład czasu pracy źródeł emisji hałasu dla doby

Tabela nr 9.

Lp.	Symbol źródła	Nazwa obiektu stanowiącego źródło hałasu	Czas eksploatacji źródła w ciągu doby [h]		Środki ograniczające emisję do środowiska
			w porze dnia	w porze nocy	
Instalacja wymagająca uzyskania pozwolenia zintegrowanego – Instalacja spalania paliw					
punktowe źródła hałasu					
1.	P-1	wentylator ciągu nr 1 kotła WP-120	16	8	-
2.	P-2	wentylator ciągu nr 2 kotła WP-120	16	8	-
3.	P-3	czerpnia powietrza nr 1 kotła WP-120	16	8	tłumik akustyczny
4.	P-4	czerpnia powietrza nr 2 kotła WP-120	16	8	tłumik akustyczny
5.	P-5	wentylator dachowy - wentylacja akumulatorowni	8	8	-
6.	P-14	czerpnia powietrza kotła OR-50N	16	8	-
7.	P-15	wentylator dachowy kotłowni DaS1	16	8	-
8.	P-16	wentylator dachowy kotłowni DaS2	16	8	-
9.	P-17	wentylator dachowy kotłowni DaS3	16	8	-
10.	P-18	wentylator dachowy stacji SUW nr2	16	8	-
11.	P-19	wentylator dachowy TP-1 (2/W1)	16	8	-
12.	P-20	wentylator dachowy TP-1 (3/W1)	16	8	-
13.	P-21	wentylator dachowy TP-1 (1/W4)	16	8	-
14.	P-22	wentylator ścienny akumulatorowni TP-1 (1/W2)	16	8	-
15.	P-23	jednostka zewnętrzna – klimatyzacja DCS (TP-1)	12	-	-
16.	P-24	jednostka zewnętrzna – klimatyzacja rozdzielni (TP-1)	12	-	-
17.	P-25	chłodnia wentylatorowa TP	16	8	-
18.	P-26	chłodnia wentylatorowa TP	16	8	-
19.	P-27	wentylator ścienny – wentylacja hali TG	4	4	-
20.	P-28	chłodnia wentylatorowa oleju –TG	16	8	-
21.	P-29	wentylator dachowy nr 1 TG	16	8	-
22.	P-30	wentylator dachowy nr 2 TG	16	8	-
23.	P-31	wentylator dachowy nr 3 TG	16	8	-
24.	P-32	wentylator dachowy nr 4 TG	16	8	-
25.	P-33	wentylator dachowy nr 1 ERK	16	8	-
26.	P-34	wentylator dachowy nr 2 ERK	16	8	-
27.	P-35	wentylator dachowy nr 3 ERK	16	8	-
28.	P-36	czerpnia kotła gazowego ERK-25	16	8	tłumik akustyczny
29.	P-37	wentylator dachowy nr 1 – wentylacja budynku pompowni oleju.	16	8	-
30.	P-38	wentylator dachowy nr 2 – wentylacja budynku pompowni oleju.	16	8	-
31.	P-39	wentylator dachowy nr 1 - wentylacja hali falownikowni	16	8	-
32.	P-40	wentylator dachowy nr 2 - wentylacja hali falownikowni	16	8	-
33.	P-41	wentylator dachowy nr 3 - wentylacja hali	16	8	-

Lp.	Symbol źródła	Nazwa obiektu stanowiącego źródło hałasu	Czas eksploatacji źródła w ciągu doby [h]		Środki ograniczające emisję do środowiska
			w porze dnia	w porze nocy	
		falownikowni			
34.	P-42	zwałowarko-ładowarka ŁZKS-125	16	8	-
35.	P-43	Wentylator główny spalin o mocy 132 kW OR-50N	16	8	-
36.	P-44	Wentylator główny spalin o mocy 132 kW OR-50N	16	8	-
37.	P-45	Wentylator recyrkulacji spalin NOx o mocy silnika 22 kW OR-50N	16	8	-
38.	P-46	Przełożnik MIKSER OR-50N	16	8	-
39.	P-47	Przełożnik MIKSER OR-50N	16	8	-
40.	P-48	Bęben kondycjonujący OR-50N	16	8	-
41.	P-49	Bęben kondycjonujący OR-50N	16	8	-
42.	P-50	Dozownik celkowy NW400x250 OR-50N	16	8	-
43.	P-51	Dozownik celkowy NW400x250 OR-50N	16	8	-
44.	P-52	Dozownik celkowy NW250x250 OR-50N	16	8	-
45.	P-53	Dozownik celkowy NW250x250 OR-50N	16	8	-
46.	P-54	Dozownik celkowy B200ENTEX o mocy 0,25 kW OR-50N	16	8	-
47.	P-55	Dozownik celkowy B200ENTEX o mocy 0,25 kW OR-50N	16	8	-
48.	P-56	Przełożnik pyłu spod MOS spiratexENTEX o mocy 0,12 kW OR-50N	16	8	-
49.	P-57	Przełożnik pyłu spod MOS spiratexENTEX o mocy 0,12 kW OR-50N	16	8	-
50.	P-58	Obijak elektromagnetyczny ENTEX OR-50N	16	8	-
51.	P-59	Obijak elektromagnetyczny ENTEX OR-50N	16	8	-
52.	P-60	Pompa transportu pneumatycznego OR-50N	16	8	-
53.	P-61	Wibrator na leju zsywowym filtra workowego OR-50N	16	8	-
54.	P-62	Wibrator na leju zsywowym filtra workowego OR-50N	16	8	-
55.	P-63	Wibrator na leju zsywowym filtra workowego OR-50N	16	8	-
56.	P-64	Wibrator na leju zsywowym filtra workowego OR-50N	16	8	-
57.	P-65	Wentylator główny spalin o mocy 200 kW WR-25 nr 3	16	8	-
58.	P-66	Przełożnik MIKSER WR-25 nr 3	16	8	-
59.	P-67	Bęben kondycjonujący WR-25 nr 3	16	8	-
60.	P-68	Dozownik celkowy NW400x250WR-25 nr 3	16	8	-
61.	P-69	Dozownik celkowy NW250x250WR-25 nr 3	16	8	-
62.	P-70	Dozownik celkowy B200ENTEX o mocy 0,25 kW WR-25 nr 3	16	8	-
63.	P-71	Dozownik celkowy B200ENTEX o mocy 0,25 kW WR-25 nr 3	16	8	-
64.	P-72	Przełożnik pyłu spod MOS spiratexENTEX o mocy 0,12 kW WR-25 nr 3	16	8	-
65.	P-73	Przełożnik pyłu spod MOS spiratexENTEX o mocy 0,12 kW WR-25 nr 3	16	8	-
66.	P-74	Obijak elektromagnetyczny ENTEX WR-25 nr 3	16	8	-
67.	P-75	Obijak elektromagnetyczny ENTEX WR-25	16	8	-

Lp.	Symbol źródła	Nazwa obiektu stanowiącego źródło hałasu	Czas eksploatacji źródła w ciągu doby [h]		Środki ograniczające emisję do środowiska
			w porze dnia	w porze nocy	
		nr 3			
68.	P-76	Pompa transportu pneumatycznego WR-25 nr 3	16	8	-
69.	P-77	Wibrator na leju zsywowym filtra workowego WR-25 nr 3	16	8	-
70.	P-78	Wibrator na leju zsywowym filtra workowego WR-25 nr 3	16	8	-
71.	P-79	Wibrator na leju zsywowym filtra workowego WR-25 nr 3	16	8	-
72.	P-80	Wentylator filtra oddechowego na silosie odpadu	16	8	-
73.	P-81	Wentylator filtra oddechowego na silosie sorbentu	16	8	-
74.	P-82	Wentylator filtra rękawa załadowniczego pod silosem odpadu	16	8	-
75.	P-83	Wentylator ciągu kotła WR-25 nr4	16	8	-
76.	P-84	Wentylator wspomagający kotła WR-25 nr 4	16	8	-
77.	P-85	czterpnia kotła gazowego GFB-18	16	8	-
źródła hałasu typu budynek					
78.	B-2	budynek główny CC-3	16	8	-
79.	B-6	pompownia oleju	16	8	-
80.	B-7	budynek główny EC-2	16	8	-
81.	B-8	pompownia kotłowa EC-2	16	8	-
82.	B-10	budynek EC-1	16	8	-
83.	B-11	ekran na dachu turbiny	16	8	-
84.	B-12	budynek turbiny gazowej	16	8	-
85.	B-14	budynek turbozespołu TP-1	16	8	-
86.	B-15	zespół chłodni wentylatorowej	16	8	-
87.	B-16	Stacja magazynowa reagenta i sorbentu	16	8	-
88.	B-17	Budynek stacji transformatora 15/6 kV	16	8	-

I.7.1. Wartości dopuszczalne poziomu hałasu dla terenów otaczających ECO S.A.

Tabela nr 10.

Lp.	Oznaczenie terenów normowanych przylegających do ECO S.A.	Opis terenu wg tabeli nr 1 załącznika do rozporządzenia Ministra Środowiska z dnia 14 czerwca 2007 r. (Dz. U. z 2014 r. poz. 112)	Dopuszczalny poziom hałasu w środowisku w [dB] wyrażony równoważnym poziomem dźwięku $L_{Aeq,D}$ i $L_{Aeq,N}$	
			Pora dnia	Pora nocy
1.	Tereny zabudowy mieszkaniowej jednorodzinnej przy ul. Tarnogórskiej i Prudnickiej ²⁾	Lp. 2a Tereny zabudowy mieszkaniowej jednorodzinnej	50	40
2	Tereny ogródków działkowych – na wschód od ECO SA, za torami kolejowymi ²⁾	Lp. 3c Tereny rekreacyjno-wypoczynkowe	55	-
3	Tereny zabudowy mieszkaniowo-usługowej przy ul. Harcerskiej ²⁾	Lp. 3d Tereny mieszkaniowo-usługowe	55	45

Objaśnienia:

¹⁾ tereny chronione (rekreacyjno-wypoczynkowe) o dopuszczalnym poziomie hałasu ustalonym zgodnie z klasyfikacją dokonaną przez Prezydenta Miasta Opola i przestaną w piśmie nr OŚR.6251.9.2023.MW z dnia 10.10.2023 r. W

związku z niewykorzystaniem tych terenów w porze nocy, nie obowiązuje na nich dopuszczalny poziom hałasu w porze nocy.

²⁾ tereny chronione oraz wartości dopuszczalne poziomy hałasu ustalone na podstawie uchwały nr XXXIV/710/20 Rady Miasta Opola z dnia 29 grudnia 2020 r. w sprawie uchwalenia miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego „Zakrzów I” w Opolu (Dz. Urz. Województwa Opolskiego z 2021 r. poz. 134).”

6. Punkt I.11. pn. „Wymagane działania, w tym środki techniczne, mające na celu ograniczenie emisji, w szczególności sposoby osiągnięcia wysokiego poziomu ochrony środowiska jako całości oraz sposoby ograniczania oddziaływań transgranicznych” otrzymuje w całości nowe brzmienie:

„I.11. Wymagane działania, w tym środki techniczne, mające na celu ograniczenie emisji, w szczególności sposoby osiągnięcia wysokiego poziomu ochrony środowiska jako całości oraz sposoby ograniczania oddziaływań transgranicznych

Do działań i środków technicznych mających na celu ograniczenie emisji substancji i energii do środowiska w celu osiągnięcia wysokiego poziomu ochrony środowiska jako całości oraz ograniczania oddziaływań transgranicznych, należą:

I.11.1. w zakresie systemu zarządzania środowiskiem:

- funkcjonowanie Systemu Zarządzania Środowiskiem zgodnie z normą PN-EN ISO 14001 opartego na dokumentach opisujących działania w obszarze ochrony środowiska, podstawowe procesy, obowiązki, plany, sposoby postępowania i odpowiedzialności (BAT 1). Istniejący system zarządzania środowiskowego jest zgodny z BAT 1 w zakresie punktów i-vii, ix, xi-xv (numeracja punktów odnosi się do numeracji cech z BAT 1). Punkt xvi BAT 1 nie dotyczy przedmiotowej instalacji, bowiem w instalacji nie prowadzi się spalania, zgazowania lub współspalania substancji o przykrym zapachu. Aktualnie System Zarządzania Środowiskowego nie zawiera planu zarządzania hałasem (BAT 1 pkt xv) - nie jest on wymagany w dacie wydania decyzji, gdyż nie stwierdzono, aby eksploatacja urządzeń i instalacji zlokalizowanych na terenie Spółki powodowała przekroczenia wartości dopuszczalnych na terenach chronionych akustycznie. W przypadku pozyskania informacji o wystąpieniu dokuczliwości hałasu, prowadzący instalację jest zobowiązany niezwłocznie do jego opracowania i wdrożenia jako części systemu zarządzania środowiskowego. Prowadzący w terminie 30 dni jest zobowiązany poinformować organ o opracowaniu planu zarządzania hałasem.

I.11.2. 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 (realizacja wymogów konkluzji BAT 3) oraz wymagań wynikających bezpośrednio z mocy prawa, tj. obowiązującego rozporządzenia dotyczącego pomiarów wielkości emisji substancji do powietrza);
- prowadzenie ciągłego monitorowania emisji pyłu, tlenków siarki, tlenków azotu, tlenku węgla z kotła WP-120 oraz zespołu kotłów WR-25 nr 3, WR-25 nr 4, OR-50N, prowadzenie okresowych, nieciągłych pomiarów emisji chlorków gazowych wyrażonych jako HCl, fluorowodoru, metali i metaloidów z wyjątkiem rtęci (As, Cd, Co, Cr, Cu, Mn, Ni, Pb, Sb, Se, Tl, V, Zn), rtęci z kotła WP-120 oraz zespołu kotłów WR-25 nr 3, WR-25 nr 4, OR-50N, prowadzenie okresowych, ciągłych pomiarów emisji amoniaku z części źródła, tj. kotłów OR-50N i WR-25 nr 3 - zgodnie z obowiązkiem nałożonym w pozwoleniu zintegrowanym (realizacja wymogów konkluzji BAT 4) oraz wymagań wynikających bezpośrednio z mocy

- prawa, tj. obowiązującego rozporządzenia dotyczącego pomiarów wielkości emisji substancji do powietrza);
- stosowanie technik zapewniających poprawę ogólnej efektywności środowiskowej obiektów energetycznego spalania oraz ograniczenia emisji CO i niespalonych substancji do powietrza (realizacja wymogów konkluzji BAT 6, BAT 18), tj.:
- a) kotłownia WP-120:
- mieszanie tego samego paliwa różnej jakości w celu osiągnięcia przyjętych kryteriów jakościowych,
 - regularna planowana konserwacja wszystkich układów spalania,
 - zaawansowane systemy kontroli i sterowania układami,
 - dobra konstrukcja urządzeń do spalania,
 - dobór paliwa,
 - zastosowanie palników niskoemisyjnych w celu ograniczenia emisji tlenków azotu,
 - stopniowanie powietrza wtórnego z utworzeniem stref spalania o różnej zawartości pyłu węglowego i tlenu w mieszance paliwowo-powietrznej,
 - zastosowanie dysz OFA,
 - monitorowanie i kontrola procesów spalania,
- b) zespół kotłowni: WR-25 nr 3, WR-25 nr 4, OR-50N:
- mieszanie tego samego paliwa różnej jakości w celu osiągnięcia przyjętych kryteriów jakościowych,
 - regularna planowana konserwacja wszystkich układów spalania,
 - zaawansowane systemy kontroli i sterowania układami,
 - dobra konstrukcja urządzeń do spalania,
 - dobór paliwa,
 - stopniowanie podawania powietrza do spalania,
 - monitorowanie i kontrola procesów spalania,
- optymalizacja pracy instalacji odazotowania spalin z zespołu EC-2 (kotła OR-50N + WR-25 nr 3 (m.in. miejsc wtrysku reagenta, rozkładu reagenta, rozmiaru kropel)) – w celu ograniczenia emisji amoniaku do powietrza wiążącej się z eksploatacją instalacji selektywnej redukcji niekatalitycznej (SNCR) (realizacja wymogów konkluzji BAT 7);
 - 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 (realizacja wymogów konkluzji BAT 8);
 - kontrola jakości wszystkich wykorzystywanych paliw (realizacja wymogów konkluzji BAT 9, BAT 1) w zakresie określonym w punkcie I.14.1. pozwolenia zintegrowanego, tj.:
 - wstępna charakterystyka stosowanego paliwa,
 - prowadzenie regularnych badań jakości paliw,
 - późniejsze korekty parametrów regulacji instalacji spalania – w zależności od potrzeb;
 - kontrola pracy instalacji w warunkach odbiegających od normalnych (realizacja wymogów konkluzji BAT 10, BAT 11) poprzez:
 - monitorowanie emisji substancji do powietrza z kotła WP-120 oraz zespołu kotłowni: WR-25 nr 3, WR-25 nr 4, OR-50N w ww. warunkach, za pomocą systemu do ciągłych pomiarów emisji,
 - prowadzenie okresowej oceny całościowej emisji w ww. warunkach i podjęcie działań naprawczych, jeżeli są konieczne,

- przestrzeganie procedur stanowiących część systemu zarządzania środowiskowego dotyczących eksploatacji instalacji w warunkach odbiegających od normalnych, mających na celu minimalizację emisji substancji do powietrza;
- dotrzymanie granicznych wielkości emisyjnych (BAT-AELs)/standardów emisyjnych substancji, określonych dla instalacji spalania paliw, w tym stosowanie następujących kombinacji technik mających na celu ograniczenie emisji do powietrza:
 - tlenków azotu przy jednoczesnym ograniczaniu wielkości emisji CO – stosowanie zaawansowanego systemu kontroli, palników o niskiej emisyjności, optymalizacja spalania, stopniowane podawanie powietrza (kocioł WP-120) oraz stosowanie zaawansowanego systemu kontroli, optymalizacja spalania, stopniowane podawanie powietrza, selektywna redukcja niekatalityczna (SNCR) (kocioł WR-25 nr 3 i OR-50N) - (realizacja wymogów konkluzji BAT 20),
 - tlenków siarki, chlorowodoru i fluorowodoru – odsiarczanie spalin metodą pól suchą - absorpcja pól suchego rozpylania (SDA), dobór paliwa o niskiej zawartości siarki, (realizacja wymogów konkluzji BAT 21),
 - pyłu i metali ciężkich – odpylanie spalin w elektrofiltrze (kocioł WP-120), w filtrach workowych w połączeniu z odsiarczaniem spalin metodą pól suchą - odsiarczanie spalin metodą pól suchą - absorpcja pól suchego rozpylania (SDA)(kocioł WR-25 nr 3 i OR-50N) - (realizacja wymogów konkluzji BAT 22),
 - rtęci - odpylanie spalin w elektrofiltrze (kocioł WP-120), w filtrach workowych w połączeniu z odsiarczaniem spalin metodą pól suchą - absorpcja pól suchego rozpylania (SDA)(kocioł WR-25 nr 3 i OR-50N) - (realizacja wymogów konkluzji BAT 23);

I.11.3. w zakresie ochrony przed hałasem i wibracjami (BAT 17):

- nadzór nad stanem urządzeń, ich bieżące naprawy i konserwacja,
- zamykanie okien i drzwi, tam gdzie jest to możliwe (pompownie, hale kotłów, pomieszczenia turbiny przeciwprężnej (parowej), turbiny gazowej (EC-2), sprężarkowni,
- unikanie przeprowadzania hałaśliwych działań w nocy, takich jak: zwałowanie węgla spycharką, rozładunek opału na wywrotnicy, załączanie wentylatorów spalin przy przełączaniu kotłów bez wyraźnej konieczności spowodowanej nagłą zmianą warunków pogodowych,
- przeprowadzanie działań konserwacyjnych, o ile to możliwe, tylko w porze dziennej,
- wykonywanie innych hałaśliwych prac wyłącznie w porze dnia (np. wywożenie złomu poremontowego, przewóz i rozładunek ciężkich elementów do prac remontowo-budowlanych, wywóz odpadów paleniskowych - żużła),
- obsługa urządzeń przez wykwalifikowany i doświadczony personel,
- stosowanie mało hałaśliwego sprzętu (poziom mocy akustycznej jest jednym z kryteriów lub wymaganych parametrów instalowanych urządzeń (dotyczy sprężarek, pomp, wentylatorów itp.)),
- redukcja hałasu poprzez stosowanie barier,
- stosowanie tłumików ograniczających emisję hałasu na głośne urządzenia, takie jak: czerpnie kotła WP-120 (CC-3), wentylatory zbiornika retencyjnego popiołu, czerpnie kotłów gazowych itp.

I.11.4. w zakresie gospodarki odpadami:

- opracowany plan gospodarki odpadami (procedura systemowa PN01) w celu unikania powstawania odpadów, przygotowywania odpadów do ponownego użycia, poddawania ich recyklingowi lub odzyskiwania w inny sposób (realizacja wymogów BAT 1);
- opracowany plan gospodarki pyłem, aby zapobiegać emisjom rozproszonym lub jeżeli nie jest to wykonalne, aby ograniczać emisje wtórne z załadunku, rozładunku, magazynowania lub gospodarowania paliwami, pozostałościami i dodatkami (realizacja wymogów BAT 1);
- ograniczanie ilości wytwarzanych odpadów paleniskowych poprzez dobór paliwa o kontrolowanej zawartości popiołu oraz nadzór nad procesem spalania w celu minimalizowania zawartości części palnych w odpadach paleniskowych;
- składowanie odpadów paleniskowych – popiołu lotnego z kotła WP-120, na własnym składowisku odpadów w bezpiecznej dla środowiska, zapobiegającej występowaniu zjawiska wtórnego pylenia, technologii emulgatu (realizacja wymogów BAT 16);
- wykorzystywanie żużła paleniskowego do budowy obwałowań składowiska lub sprzedaż uprawnionym podmiotom zewnętrznym (realizacja wymogów BAT 16);
- magazynowanie odpadów w sposób selektywny, w wyznaczonych do tego celu miejscach, zabezpieczonych przed dostępem osób nieuprawnionych.

I.11.5. w zakresie ochrony wód podziemnych/ścieków:

- powstające na terenie przedmiotowej instalacji ścieki wraz ze ściekami z pozostałych instalacji zakładu niebędących instalacjami wymagającymi pozwolenia zintegrowanego są odprowadzane do urządzeń kanalizacyjnych innego podmiotu,
- powstające na terenie zakładu wody opadowe i roztopowe są odprowadzane do kanalizacji deszczowej, a przed odprowadzeniem do kanalizacji deszczowej są podczyszczane w osadnikach i separatorach,
- zastosowanie pól suchego systemu instalacji odsiarczania spalin, wobec czego instalacja ta nie będzie źródłem powstawania ścieków przemysłowych,
- zastosowanie techniki redukcji NO_x, tj. selektywnej redukcji niekatalitycznej tlenków azotu, która nie jest źródłem powstawania ścieków przemysłowych,
- stosowanie technik ograniczających zużycie wody i ilości uwalnianych zanieczyszczeń w ściekach (BAT 13), poprzez:
 - zawracanie do wanny lub kierowanie do kanalizacji zużytej wody w procesie gaszenia i schładzania żużła,
 - stosowanie technik nie wymagających wykorzystania wody do procesu gaszenia popiołu drobnego, wychwytywanego w instalacji odpylania drugiego stopnia na filtrach workowych, w przypadku instalacji EC-2 dla kotłów WR-25 nr 3 i OR-50N (po 1 stycznia 2023 r.),
 - suche odprowadzanie popiołu z elektrofiltra w instalacji CC-3,
- zapobieganie zanieczyszczeniu niezanieczyszczonych strumieni ścieków (BAT 14) poprzez:
 - nie odprowadzanie powstających w wyniku funkcjonowania instalacji ścieków technologicznych do środowiska (do wód),
 - odprowadzanie powstających ścieków technologicznych (przemysłowych) do miejskiej kanalizacji sanitarnej, na podstawie odrębnego pozwolenia wodnoprawnego,
 - odprowadzanie powstających na terenie zakładu wód opadowych i roztopowych do kanalizacji deszczowej.

I.11.6. Z uwagi na wielkość i parametry emisji eksploatacja instalacji nie powoduje transgranicznego oddziaływania na środowisko.

I.11.7. Harmonogram inwestycji prowadzonych w okresie od 1 stycznia 2023 r. do 31 grudnia 2027 r. mających na celu ograniczenie czasu pracy kotła WP-120 z 1000 h/rok do 500 h/rok

Tabela nr 14a.

Harmonogram inwestycji prowadzonych w okresie od 1 stycznia 2023 r. do 31 grudnia 2027 r. w celu ograniczenia czasu pracy kotła WP-120 z 1000 h/rok do 500 h/rok			
Lp.	Nazwa zadania		Termin realizacji inwestycji
	inwestycje realizowane w ramach instalacji (IPPC) Ciepłowni Centralnej	inwestycje realizowane poza instalacją (IPPC) Ciepłowni Centralnej	
1.		Budowa układu wysokosprawnej kogeneracji gazowej - GUK I o wydajności cieplnej 8 MW. Inwestycja realizowana przez ECO Kogeneracja Sp. z o.o.	do 31.12.2023 r. ¹⁾
2.	Budowa kotła gazowego GFB-18 o wydajności cieplnej 18 MW		do 31.12.2024 r. ²⁾
3.		Budowa układu wysokosprawnej kogeneracji gazowej - GUK II o wydajności cieplnej 8 MW. Inwestycja realizowana przez ECO Kogeneracja Sp. z o.o.	do 31.12.2025 r. ³⁾
4.	Pierwszy etap prac rozpoczynający realizację inwestycji polegającej na zabudowie kotła elektrodowego o mocy 8 MW, tj.: przygotowanie dokumentacji projektowej kotła elektrodowego w zakresie: zabudowy kotła, zasilania elektrycznego oraz przyłączenia do sieci ciepłowniczej, uzyskanie pozwolenia na budowę		do 31.12.2026 r. ⁴⁾
5.	Drugi etap prac polegający na zabudowie kotła elektrodowego o mocy 8 MW		do 31.12.2027 r. ^{5),6)}

- ¹⁾ szacowany czas pracy kotła WP-120 - 982 h/rok, (przy uwzględnieniu pracy wszystkich źródeł ciepła pracujących w ramach instalacji IPPC oraz układu GUK I - przez cały 2023 r.),
- ²⁾ szacowany czas pracy kotła WP-120 – 659 h/rok, (przy uwzględnieniu pracy wszystkich źródeł ciepła pracujących w ramach instalacji IPPC wraz z pracą nowego kotła gazowego GFB-18 oraz układu GUK I - przez cały 2024 r.),
- ³⁾ szacowany czas pracy kotła WP-120 – 576 h/rok (przy uwzględnieniu pracy wszystkich źródeł ciepła pracujących w ramach instalacji IPPC wraz z pracą nowego kotła gazowego oraz układu GUK I - przez cały 2025 r. oraz układu GUK II - przez okres II połowy 2025 r.),
- ⁴⁾ szacowany czas pracy kotła WP-120 – 421 h/rok (przy uwzględnieniu pracy wszystkich źródeł ciepła pracujących w ramach instalacji IPPC wraz z pracą nowego kotła gazowego oraz układu GUK I i układu GUK II - przez cały 2026 r.),
- ⁵⁾ szacowany czas pracy kotła WP-120 – 421 h/rok (przy uwzględnieniu pracy wszystkich źródeł ciepła pracujących w ramach instalacji IPPC wraz z pracą nowego kotła gazowego oraz układu GUK I i układu GUK II - przez cały 2027 r., bez uwzględnienia pracy kotła elektrodowego planowane uruchomienie w grudniu 2027 r.),

- 6) szacowany czas pracy kotła WP-120 – 305 h/rok (przy uwzględnieniu pracy wszystkich źródeł ciepła pracujących w ramach instalacji IPPC wraz z pracą nowego kotła gazowego oraz układu GUK I i układu GUK II oraz kotła elektrodowego – dla całego roku pracy począwszy od 1 stycznia 2028 r.).

7. Punkt I.14. pn. „Zakres i sposób monitorowania procesów technologicznych, w tym pomiaru i ewidencjonowania wielkości emisji” otrzymuje w całości nowe brzmienie:

„I.14. Zakres i sposób monitorowania procesów technologicznych, w tym pomiaru i ewidencjonowania wielkości emisji

I.14.1. Monitorowanie procesów technologicznych w zakresie:

- parametrów spalin takich jak: przepływ, zawartość tlenu, temperatura, ciśnienie, zawartość pary wodnej - pomiar ciągły (BAT 3),
- jednostkowego zużycia paliwa netto z kotła WP-120 oraz zespołu kotłów WR-25 nr 3, WR-25 nr 4, OR-50N, przy pełnym obciążeniu, zgodnie z wymaganiami obowiązujących norm EN, po oddaniu jednostek do użytkowania i po każdej modyfikacji, która mogłaby znacząco wpłynąć na jednostkowe zużycie paliwa netto (BAT 2),
- ilości spalane go węgla kamiennego - pomiar ciągły,
- prowadzenia badań jakości spalane go paliwa (BAT 9) – węgla kamiennego od dostawcy w następującym zakresie:
 - a) wartość opałowa (LHV), wilgotność, popiół, S – jeden raz w tygodniu w czasie pracy,
 - b) C – jeden raz na miesiąc dla pracujących źródeł,
 - c) współczynnik „fixed carbon, substancje lotne H, N, O, Br, Cl, F – dwa razy w roku dla zespołu kotłów WR-25 nr 3, WR-25 nr 4 i OR-50N (1 analiza w okresie zimowym i 1 analiza w okresie letnim) i 1 raz w roku dla WP-120,
 - d) Hg – jeden raz w roku dla zespołu kotłów WR-25 nr 3, WR-25 nr 4 i OR-50N i jeden raz w roku dla WP-120,
 - e) metale i metaloidy (As, Cd, Co, Cr, Cu, Mn, Ni, Pb, Sb, Tl, V, Zn) – przy wstępnej charakterystyce paliwa.

Wstępna charakterystyka i regularne badania jakości paliwa mogą być wykonywane przez dostawcę paliwa lub prowadzącego instalację.

I.14.2. Monitoring emisji do powietrza

I.14.2.1. Lokalizacja punktów pomiarowych dla pomiarów kontrolnych emisji substancji do powietrza:

Tabela nr 17.

Lp.	Emitor	Źródło emisji	Lokalizacja punktu pomiarowego
1.	E-1	Kocioł WP-120	przekroje pomiarowe usytuowane na pionowych odcinkach kanałów spalin o przekrojach prostokątnych, za urządzeniami odpylającymi oraz system monitoringu AMS na emitorze
2.	E-2	Kocioł WR-25 nr 3	na poziomym odcinku prostokątnego kanału spalin, za urządzeniami odpylającymi i wentylatorem ciągu kotła
3.	E-2	Kocioł WR-25 nr 4	na poziomym odcinku prostokątnego kanału spalin, za urządzeniami odpylającymi i wentylatorem ciągu kotła
4.	E-2	Kocioł OR-50N	na poziomym odcinku prostokątnego kanału spalin, za urządzeniami odpylającymi i wentylatorem ciągu kotła
5.	E-3	Turbina gazowa EGT-EC-1	pionowy odcinek komina stalowego, dostępny z poziomu dachu budynku turbozespołu
6.	E-4.1	Kocioł ERK-25	pionowy odcinek komina stalowego, dostępny z poziomu dachu budynku turbozespołu
7.	E-4.2	Kocioł GFB-18	pionowy odcinek komina stalowego, dostępny z poziomu galerii na

			emitorze
8.	E-14	Silos reagenta	Króćce pomiarowe M-64 zainstalowane zgodnie z normą PN-Z-04030-7
9.	E-15	Silos odpadu	Króćce pomiarowe M-64 zainstalowane zgodnie z normą PN-Z-04030-7
10.	E-16	Silos odpadu - rękaw	Króćce pomiarowe M-64 zainstalowane zgodnie z normą PN-Z-04030-7

I.14.2.2. Pomiary emisji substancji do powietrza

Tabela nr 18.

Lp.	Emitor	Źródło emisji	Zakres pomiarowy	Metoda pomiarów	Częstotliwość wykonywania pomiarów
1.	E-1	Kocioł WP-120 o mocy cieplnej 98,89 MW opalany węglem kamiennym	Pył ogółem	Ogólne normy EN ¹⁾	Pomiar ciągły
			Dwutlenek siarki (SO ₂)	Ogólne normy EN ¹⁾	Pomiar ciągły
			Tlenki azotu NO _x (suma tlenku azotu – NO i dwutlenku azotu – NO ₂ , wyrażona jako NO ₂)	Ogólne normy EN ¹⁾	Pomiar ciągły
			Tlenek węgla (CO)	Ogólne normy EN ¹⁾	Pomiar ciągły
			Chlorki gazowe wyrażone jako HCl	Wg normy PN-EN 1911	1 raz na sześć miesięcy ⁵⁾
			Fluorowodór (HF)	Wg normy ISO 15713	1 raz na sześć miesięcy ⁵⁾
			Metale i metaloidy z wyjątkiem rtęci (As, Cd, Co, Cr, Cu, Mn, Ni, Pb, Sb, Se, Tl, V, Zn)	Wg normy EN 14385	1 raz na rok ²⁾
			Rtęć (Hg)	Wg normy EN 13211	1 raz na rok ³⁾
2.	E-2	Zespół kotłów: WR-25 nr 3, WR-25 nr 4, OR-50N o łącznej mocy cieplnej 95,783 MW opalanych węglem kamiennym	Pył ogółem	Ogólne normy EN ¹⁾	Pomiar ciągły
			Dwutlenek siarki (SO ₂)	Ogólne normy EN ¹⁾	Pomiar ciągły
			Tlenki azotu NO _x (suma tlenku azotu – NO i dwutlenku azotu – NO ₂ , wyrażona jako NO ₂)	Ogólne normy EN ¹⁾	Pomiar ciągły
			Tlenek węgla (CO)	Ogólne normy EN ¹⁾	Pomiar ciągły
			Chlorki gazowe wyrażone jako HCl	Wg normy PN-EN 1911	1 raz na 3 miesiące ⁵⁾
			Fluorowodór HF	Wg normy ISO 15713	1 raz na 3 miesiące
			Metale i metaloidy z wyjątkiem rtęci (As, Cd, Co, Cr, Cu, Mn, Ni, Pb, Sb, Se, Tl, V, Zn)	Wg normy PN-EN 14385	1 raz na rok ²⁾
			Rtęć (Hg)	Wg normy PN-EN 13211	1 raz na 6 miesięcy
			Amoniak ⁴⁾	Ogólne normy EN ¹⁾	Pomiar ciągły
3.	E-3	Turbina gazowa TEMPEST EGT-EC1 Stein Fasel o mocy cieplnej 25,14 MW opalana gazem	Pył ogółem	Grawimetryczna	Pomiar okresowy
			Dwutlenek siarki (SO ₂)	Absorpcja promieniowania IR lub UV lub inna metoda optyczna, lub inna metoda zgodna z normą PN-EN 14791	Pomiar okresowy
			Tlenki azotu NO _x (suma tlenku azotu – NO i dwutlenku azotu – NO ₂ , wyrażona jako NO ₂)	Chemiluminescencyjna lub absorpcja promieniowania IR, lub inna metoda optyczna	Pomiar okresowy
			Tlenek węgla (CO)	Absorpcja promieniowania IR	Pomiar okresowy
4.	E-4.1	Kocioł ERK-25 STEIN/SEFARO	Pył ogółem	Grawimetryczna	Pomiar okresowy

		o mocy cieplnej 26,04 MW <i>opalany gazem</i>	Dwutlenek siarki (SO ₂)	Absorpcja promieniowania IR lub UV lub inna metoda optyczna, lub inna metoda zgodna z normą PN-EN 14791	Pomiar okresowy
			Tlenki azotu NO _x (suma tlenku azotu – NO i dwutlenku azotu – NO ₂ , wyrażona jako NO ₂)	Chemiluminescencyjna lub absorpcja promieniowania IR, lub inna metoda optyczna	Pomiar okresowy
				Tlenek węgla (CO)	Absorpcja promieniowania IR
5.	E-4.2	Kocioł gazowy GFB-18 Envirotech/Danstoker o mocy cieplnej 18,876 MW <i>opalany gazem</i>	Pył ogółem	Grawimetryczna	Pomiar okresowy
			Dwutlenek siarki (SO ₂)	Absorpcja promieniowania IR lub UV lub inna metoda optyczna, lub inna metoda zgodna z normą PN-EN 14791	Pomiar okresowy
			Tlenki azotu NO _x (suma tlenku azotu – NO i dwutlenku azotu – NO ₂ , wyrażona jako NO ₂)	Chemiluminescencyjna lub absorpcja promieniowania IR, lub inna metoda optyczna	Pomiar okresowy
			Tlenek węgla (CO)	Absorpcja promieniowania IR	Pomiar okresowy

Objaśnienia:

- ¹⁾ ogólne normy EN dla pomiarów ciągłych to EN 15267-1, EN 15267-2, EN 15267-3 i EN 14181,
- ²⁾ oraz po każdej zmianie charakterystyki paliwa mogącej mieć wpływ na emisję,
- ³⁾ w przypadku obiektów użytkowanych < 1 500 godz./rok,
- ⁴⁾ pomiar amoniaku dotyczy części źródła z instalacją SNCR, tj. kotłów OR-50N, WR-25 nr 3,
- ⁵⁾ w okresie pracy emitora."

8. Punkt I.17. pn. „Sposób i częstotliwość przekazywania informacji i danych o wielkościach emisji substancji i energii oraz corocznej informacji pozwalającej na przeprowadzenie oceny zgodności z warunkami określonymi w pozwoleniu” otrzymuje w całości nowe brzmienie:

„I.17. Sposób i częstotliwość przekazywania informacji i danych o wielkościach emisji substancji i energii oraz corocznej informacji pozwalającej na przeprowadzenie oceny zgodności z warunkami określonymi w pozwoleniu

a) Zestawienie roczne przedstawiające:

- dla instalacji spalania paliw: czas eksploatacji kotłów (z wyszczególnieniem czasu równoczesnej pracy kotłów) w normalnych warunkach pracy instalacji i w sytuacjach odbiegających od normalnych, takich jak rozruch i wyłączenie oraz ilość odpadów wytwarzanych w wyniku eksploatacji instalacji wymagającej pozwolenia zintegrowanego należy przekazywać Marszałkowi Województwa Opolskiego oraz Opolskiemu Wojewódzkiemu Inspektorowi Ochrony Środowiska w terminie do 31 marca danego roku za rok poprzedni.
- wyniki monitorowania procesów technologicznych oraz monitorowania wielkości poboru wody i ilości ścieków odprowadzanych do kanalizacji przechowywać w Zakładzie przez okres 5 lat i okazywać je na żądanie organów kontrolnych i organu ochrony środowiska.

b) Informację potwierdzającą realizację kolejnych etapów inwestycji prowadzonych w celu ograniczenia czasu pracy kotła WP-120 z 1000 h/rok do 500 h/rok, tj.:

- informację o zakończeniu zadania inwestycyjnego planowanego w 2025 r. (zgodnie z tabelą nr 14a. wiersz 3 niniejszej decyzji) – oświadczenie podpisane przez Członków Zarządu uprawnionych do reprezentowania ECO S.A. - przekazać Marszałkowi Województwa Opolskiego w terminie do 28 lutego 2026 r.,
- informację o przygotowaniu dokumentacji niezbędnej do realizacji pierwszego etapu zadania inwestycyjnego planowanego w 2027 r. (zgodnie z tabelą nr 14a. wiersz 4 niniejszej decyzji) - oświadczenie podpisane przez Członków Zarządu uprawnionych do reprezentowania ECO S.A. - przekazać Marszałkowi Województwa Opolskiego w terminie do 28 lutego 2027 r.,
- informację o zakończeniu drugiego etapu zadania inwestycyjnego planowanego w 2027 r. (zgodnie z tabelą nr 14a. wiersz 5 niniejszej decyzji) – oświadczenie podpisane przez Członków Zarządu uprawnionych do reprezentowania ECO S.A. - przekazać Marszałkowi Województwa Opolskiego w terminie do 29 lutego 2028 r.”

II. Pozostałe punkty decyzji nie ulegają zmianie.

Uzasadnienie

Energetyka Ciepła Opolszczyzny S.A. wnioskiem nr TS/02/2320-0007/00039/17 z 1 września 2023 r. (data wpływu do UMWO – 7 września 2023 r.), zwróciła się do Marszałka Województwa Opolskiego z wnioskiem o zmianę pozwolenia zintegrowanego udzielonego decyzją Marszałka Województwa Opolskiego nr DOŚ-III.7222.49.2018.MSu z 24 kwietnia 2023 r., dla instalacji spalania paliw o łącznej mocy nominalnej do 31 grudnia 2022 r. - 270,43 MW, od 1 stycznia 2023 r. - 245,853 MW i dla instalacji składowania odpadów innych niż niebezpieczne i obojętne o zdolności przyjmowania 22 500 Mg/rok oraz instalacji pozostałych, zlokalizowanych na terenie Energetyki Ciepłej Opolszczyzny S.A. w Opolu, przy ul. Harcerskiej 15.

Wniosek Spółki obejmuje swoim zakresem wydłużenie dopuszczalnego rocznego czasu pracy podstacji CC-3 w ramach której pracuje kocioł WP-120 z 500 h/rok do 1000 h/rok oraz w związku z tym, udzielenie dla tego źródła, odstępstwa na podstawie art. 204 ust. 2 ustawy Prawo ochrony środowiska (Dz.U. 2024 r., poz. 54), od granicznych wielkości emisji dla tlenków azotu (rozumianych jako NO+NO₂ w przeliczeniu na NO₂), dwutlenku siarki, chlorowodoru i fluorowodoru, określonych w Decyzji Wykonawczej Komisji (UE) 2021/2326 z dnia 30 listopada 2021 r. ustanawiająca konkluzje dotyczące najlepszych dostępnych technik (BAT) w odniesieniu do dużych obiektów energetycznego spalania zgodnie z dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE, w odniesieniu do spalania paliw w instalacjach o całkowitej nominalnej mocy cieplnej dostarczanej w paliwie wynoszącej 50 MW lub więcej tylko wtedy, gdy taka działalność odbywa się w obiektach energetycznego spalania o całkowitej nominalnej mocy cieplnej dostarczanej w paliwie wynoszącej 50 MW lub więcej.

Mając na uwadze powyższe, prowadzący instalację wniósł o udzielenie odstępstwa, w ww. zakresie na okres 5 lat, którego celem będzie realizacja inwestycji w wyniku których instalacja Ciepłowni Centralnej, pracująca na potrzeby systemu ciepłowniczego miasta Opola, dostosowana zostanie do konfiguracji pracy, w której kocioł WP-120 będący przedmiotem odstępstwa będzie pracował mniej niż 500 h/rok, spełniając wymagania ww. konkluzji BAT dla kotła o mocy niższej niż 100 MW, eksploatowanego do 500 h/rok.

Zasadność wniosku została poparta dążeniem Spółki do sukcesywnego zmniejszenia zastosowania w instalacji Ciepłowni Centralnej spalania paliwa węglowego, a zwiększeniem udziału paliw gazowych. W związku z tym Spółka planuje zmniejszenie roli ciepłowniczych kotłów węglowych i zastąpienie ich jednostkami wysokosprawnej kogeneracji gazowej - kotłami gazowymi oraz kotłem elektrodowym. W efekcie realizowanych inwestycji system ciepłowniczy miasta Opola

ma osiągnąć status systemu efektywnego energetycznie. Przedstawiona przez Spółkę planowana od 1 stycznia 2028 r. konfiguracja źródeł pracujących w systemie ciepłowniczym miasta Opolą umożliwi poprawę regulacyjności istniejących źródeł, znacząco ograniczy ilość spalane go węgla, wpłynie na zmniejszenie emisji, podniesie poziom bezpieczeństwa dostaw energii oraz pozwoli utrzymać status systemu efektywnego energetycznie, zapewniając stopniową dekarbonizację.

Do wniosku dołączono:

- dokumentację o nazwie „Wniosek o zmianę pozwolenia zintegrowanego wydanego dla instalacji Ciepłowni Centralnej i składowiska odpadów, zlokalizowanych w Opolu, przy ul. Harcerskiej”, opracowaną przez Energetykę Ciepłą Opolszczyzny S.A. w Opolu w sierpniu 2023 r.,
- zaświadczenie o niekaralności prowadzącego instalację, o którym mowa w art. 184 ust. 4 pkt 7a ustawy *Prawo ochrony środowiska*,
- zaświadczenia i oświadczenia członków Zarządu i członków Rady Nadzorczej Energetyki Ciepłej Opolszczyzny S.A., o których mowa w art. 184 ust. 4 pkt 7b ustawy *Prawo ochrony środowiska*,
- dokument potwierdzający, że Wnioskodawca jest uprawniony do występowania w obrocie prawnym – informację odpowiadającą odpisowi aktualnemu z Rejestru Przedsiębiorców Krajowego Rejestru Sądowego nr 0000014339, sporządzoną na dzień 3 sierpnia 2023 r.,
- streszczenie w języku niespecjalistycznym,
- dowód uiszczenia opłaty skarbowej i rejestracyjnej.

Wnioskodawca dołączył także potwierdzenie uiszczenia opłaty rejestracyjnej (potwierdzenie przelewu bankowego z 23 czerwca 2023 r.) na wyodrębniony rachunek bankowy Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej w wysokości 2 458,53 zł (słownie złotych: dwa tysiące czterysta pięćdziesiąt osiem złotych 53/100), wypełniając tym samym warunek konieczny do rozparzenia wniosku o istotną zmianę pozwolenia zintegrowanego, określony w art. 210 ust. 3a ustawy *Prawo ochrony środowiska*.

Wypełniając obowiązek określony w art. 209 ust. 1 ustawy *Prawo ochrony środowiska* organ, pismem nr DOŚ-RPŚ.7222.46.2023.JG z 18 września 2023 r., przesłał wniosek o zmianę pozwolenia zintegrowanego w postaci elektronicznej, za pomocą środków komunikacji elektronicznej (ePUAP), Ministrowi Klimatu i Środowiska.

Na podstawie 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. z 2023 r., poz. 1094 z późn. zm.) dane dotyczące wniosku o zmianę pozwolenia zintegrowanego zamieszczono w publicznie dostępnym wykazie, tj. na stronie internetowej Ekoportalu (karta nr 334/2023) w dniu 18 września 2023 r.

Ponieważ przedłożony wniosek, był kompletny i spełniał wymogi formalne, Marszałek Województwa Opolskiego na podstawie art. 61 § 4 ustawy z dnia 14 czerwca 1960 r. *Kodeks postępowania administracyjnego* (Dz. U. z 2024 r., poz. 572) pismem nr DOŚ-RPŚ.7222.46.2023.JG z 27 września 2023 r. zawiadomił Energetykę Ciepłą Opolszczyzny S.A. w Opolu o wszczęciu postępowania w sprawie zmiany ww. pozwolenia i jednocześnie poinformował o uprawnieniach strony, wynikających z art. 10 i art. 73 ustawy *Kodeks postępowania administracyjnego*, dotyczących możliwości czynnego udziału w każdym stadium postępowania.

W toku prowadzonego postępowania Spółka pismem nr TS/02/2320-0008/00006/23 z 31 października 2023 r. (wpływ do UMWO – 3 listopada 2023 r.), złożyła kolejny wniosek w związku z planowanym uruchomieniem nowo zabudowanego kotła gazowego GFB-18 o nominalnej mocy cieplnej 18,876 MW. Zabudowa nowego kotła gazowego GFB-18 o nominalnej mocy cieplnej 18,876 MW wchodzącego w skład instalacji objętej pozwoleniem zintegrowanym wpłynęła na całkowitą nominalną moc instalacji spalania paliw, która do 31 grudnia 2023 r. wynosiła 245,853 MW natomiast od 1 stycznia 2024 r. wynosić będzie 264,729 MW.

W odpowiedzi pismem nr DOŚ-RPŚ.7222.46.2023.JG z 27 listopada 2023 r. Marszałek Województwa Opolskiego poinformował Spółkę, mając na uwadze art. 7 i art. 10 ustawy Kodeksu postępowania administracyjnego, że wniosek nr TS/02/2320-0008/00006/23 z dnia 31 października 2023 r. będzie rozpatrzony razem z wnioskiem nr TS/02/2320-0007/00039/17 złożonym dnia 1 września 2023 r., gdyż nie ma możliwości prowadzenia dwóch odrębnych postępowań w zakresie zmiany tej samej decyzji. Wniosek nr TS/02/2320-0008/00006/23 z dnia 31 października 2023 r. został potraktowany jako rozszerzenie wniosku nr TS/02/2320 0007/00039/17 z dnia 1 września 2023 r.

W odpowiedzi na wezwanie tut. organu, Spółka uzupełniła brakującą część opłaty rejestracyjnej wynikającą ze zwiększenia mocy instalacji IPPC (potwierdzenie przelewu bankowego z 11 stycznia 2024 r.) na rachunek bankowy Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej w wysokości 188,76 zł (słownie złotych: sto osiemdziesiąt osiem złotych 76/100) obliczonej zgodnie z rozporządzeniem Ministra Środowiska z dnia 27 sierpnia 2014 r. w sprawie wysokości opłat rejestracyjnych (Dz. U. z 2014 r. poz. 1183).

Instalacja spalania paliw o łącznej mocy nominalnej 264,729 MW, która objęta jest przedmiotowym pozwoleniem zintegrowanym, kwalifikuje się do przedsięwzięć o których mowa § 3 ust. 1 pkt 4 rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 10 września 2019 r. w sprawie przedsięwzięć mogących znacząco oddziaływać na środowisko (Dz. U. z 2019 r., poz. 1839 z późn. zm.), dla których organem właściwym jest Prezydent Miasta Opola. Jednakże z uwagi na fakt, że eksploatowana na terenie Energetyki Ciepłej Opolszczyzny S.A. w Opolu ww. instalacja spalania paliw powiązana jest technologicznie z instalacją składowania odpadów innych niż niebezpieczne i obojętne o zdolności przyjmowania 22 500 Mg/rok (61,64 Mg/dobę), która kwalifikowana jest do przedsięwzięć mogących zawsze znacząco oddziaływać na środowisko o których mowa w § 2 ust. 1 pkt 47 (składowiska odpadów inne niż niebezpieczne, mogące przyjmować odpady w ilości nie mniejszej niż 10 Mg na dobę). W związku z powyższym organem ochrony środowiska właściwym do zmiany posiadanego pozwolenia zintegrowanego, dla obecnie eksploatowanej instalacji spalania paliw w myśl art. 378 ust. 2a pkt 1 ww. ustawy *Prawo ochrony środowiska*, jest Marszałek Województwa Opolskiego.

Zgodnie z obowiązkiem wynikającym z art. 218 pkt 2 i 3 ustawy *Prawo ochrony środowiska*, mając na uwadze, że przedmiotowa zmiana pozwolenia zintegrowanego zakwalifikowana została przez tut. organ jako istotna zmiana w funkcjonowaniu instalacji, mogąca powodować znaczące zwiększenie negatywnego oddziaływania na środowisko oraz udzielenie odstępstwa, o którym mowa w art. 204 ustawy *Prawo ochrony środowiska* zgodnie z którym, organ zmieniający pozwolenie zintegrowane zapewnia możliwość udziału społeczeństwa w prowadzonym postępowaniu. W związku z tym, informację o wszczęciu postępowania w sprawie zmiany pozwolenia zintegrowanego dla instalacji spalania paliw o łącznej mocy nominalnej 245,853 MW i dla instalacji składowania odpadów innych niż niebezpieczne i obojętne o zdolności przyjmowania 22 500 Mg/rok oraz instalacji pozostałych, zlokalizowanych na terenie Energetyki Ciepłej Opolszczyzny S.A. w Opolu, przy ul. Harcerskiej 15 podano do publicznej wiadomości i poinformowano 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 (6 grudnia 2023 r.), w dzienniku Nowej Trybunie Opolskiej (11 grudnia 2023 r.), na tablicy ogłoszeń Urzędu Miasta Opola (7 grudnia 2023 r.) oraz na stronie internetowej w Biuletynie Informacji Publicznej Urzędu Marszałkowskiego Województwa Opolskiego (6 grudnia 2023 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 o wydanie przedmiotowego pozwolenia zintegrowanego.

W ocenie Marszałka Województwa Opolskiego, niektóre zawarte we wniosku dane po analizie wymagały złożenia dodatkowych wyjaśnień oraz informacji, dlatego pismem nr DOŚ-RPŚ.7222.46.2023.JG z 29 września 2023 r., 5 grudnia 2023 r., 23 stycznia 2024 r., 25 marca 2024 r. oraz 13 maja 2024 r. wezwano prowadzącego instalację do uzupełnienia wniosku.

W odpowiedzi na ww. wezwania Spółka pismem nr TS/02/2320-0007/00040/17 z 26 października 2023 r. (wpływ do UMWO – 2 listopada 2023 r.), nr TS/02/2320-0008/00009/23 z 19 grudnia 2023 r. (wpływ do UMWO – 27 grudnia 2023 r.), nr TS/02/2320-0008/00010/23 z 28 lutego 2024 r. (wpływ do UMWO – 1 marca 2024 r.), nr TS/02/2320-0008/00012/23 z 11 kwietnia 2024 r. (wpływ do UMWO – 15 kwietnia 2024 r.) oraz nr TS/02/2320-0008/00013/23 z 17 maja 2024 r. (wpływ do UMWO – 31 maja 2024 r.) uzupełniła złożony wniosek.

Po przeanalizowaniu wszystkich przekazanych przez Spółkę uzupełnień i danych organ uznał, że wniosek jest kompletny i może stanowić podstawę do zmiany pozwolenia zintegrowanego.

Zgodnie z art. 10 ustawy *Kodeks postępowania administracyjnego* organ, pismem nr DOŚ-RPŚ.7222.46.2023.JG z 7 czerwca 2024 r., poinformował o zakończeniu ww. postępowania, nadmieniając 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 7 dni od dnia doręczenia zawiadomienia. W prowadzonym postępowaniu organ nie uwzględnił wszystkich żądań strony, tj. terminu udzielenia przedmiotowego odstępstwa od 01.01.2023 r., zatem działając zgodnie z art. 10 i art. 79a ustawy *Kodeks postępowania administracyjnego* ponownie pismem nr DOŚ-RPŚ.7222.46.2023.JG z 5 lipca 2024 r. poinformował prowadzącego o tym fakcie oraz 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 3 dni od dnia doręczenia zawiadomienia. W wyznaczonym terminie nie złożono żadnych uwag ani wniosków w przedmiotowej sprawie.

Niniejsze pozwolenie wydano w terminie przewidzianym w art. 209 ust. 2 ustawy *Prawo ochrony środowiska*, tj. w terminie 6 miesięcy od dnia złożenia wniosku, odliczając od tego terminu okresy opóźnień w załatwieniu sprawy, spowodowane uzupełnieniami wniosku.

Po rozpatrzeniu wniosku organ ustalił co następuje:

Prowadzący instalację złożył wniosek, o zmianę posiadanego pozwolenia zintegrowanego, w związku z koniecznością wydłużenia dopuszczalnego rocznego czasu pracy dla kotła WP-120 z 500 h/rok do 1000 h/rok (emitor E-1).

Zgodnie z brzmieniem § 10 ust. 3 pkt 1 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. z 2020 r. poz. 1860), kocioł WP-120 o nominalnej mocy 98,89 MW jest źródłem szczytowym, którego czas eksploatacji, przed wnioskowaną zmianą wynosił 500 h/rok.

W związku z wejściem w życie 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 odniesieniu do spalania paliw w instalacjach o całkowitej nominalnej mocy cieplnej dostarczanej w paliwie wynoszącej 50 MW lub więcej tylko wtedy, gdy taka działalność odbywa się w obiektach energetycznego spalania o całkowitej nominalnej mocy cieplnej dostarczonej w paliwie wynoszącej 50 MW lub więcej, w pozwoleniu zintegrowanym, od 1 stycznia 2023 r., dla źródła spalania – kotła WP-120 o nominalnej mocy 98,89 MW, którego czas eksploatacji, przed

wnioskowaną zmianą wynosił 500 h/rok, zostały ustalone dopuszczalne warunki wprowadzania gazów i pyłów do powietrza, zgodnie z ww. konkluzjami BAT.

Mając na uwadze powyższe, poziomy emisji dla tlenków azotu, dwutlenku siarki, pyłu, chlorowodoru i fluorowodoru ze spalania węgla kamiennego dla obiektu energetycznego spalania o nominalnej mocy cieplnej <100 MW powiązane z BAT (BAT-AELs) wyrażone jako wartość średnio roczna - w przypadku obiektów użytkowanych <1500h/rok nie mają zastosowania. Natomiast poziomy emisji BAT-AELs wyrażone jako średnia dobową - w odniesieniu do obiektów użytkowanych <500h/rok mają charakter wskaźnikowy. Dlatego też dla kotła WP-120 o mocy cieplnej 98,89 MW - uwzględniając czas pracy na poziomie do 500 h/rok oraz fakt, że stanowi on źródło szczytowe - wielkość emisji w przypadku tlenków azotu, dwutlenku siarki i pyłu została ustalona na poziomie wynikającym ze standardów emisyjnych zgodnie z załącznikiem nr 1 (tabelami nr 1, 4 i 7) 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. Wielkość emisji dla tlenku węgla oraz rtęci ustalona została zgodnie z poziomem określonym w konkluzjach BAT. W przypadku chlorowodoru i fluorowodoru, mając na uwadze fakt, że poziom emisji BAT-AELs dla ww. kotła ma charakter wskaźnikowy, wielkość emisji dla tych zanieczyszczeń została ustalona na poziomie zgodnym z wnioskiem strony.

W związku z wnioskiem Spółki, przy założeniu czasu pracy, podinstalacji CC-3 w ramach której pracuje kocioł WP-120, na poziomie 1000 h/rok, poziomy emisji dla tlenków azotu, dwutlenku siarki, pyłu ze spalania węgla kamiennego dla obiektu energetycznego spalania o nominalnej mocy cieplnej <100 MW powiązane z BAT (BAT-AELs) wyrażone jako wartość średnioroczna również nie mają zastosowania, tak jak przy pracy kotła WP-120 na poziomie 500 h/rok, dlatego pozostałyby na niezmiennym poziomie wynikającym ze standardów emisyjnych. Zwiększenie czasu pracy kotła WP-120 do 1000 h/rok wpłynęłoby jednak na zaostrzenie wymaganych poziomów emisji średniorocznej dla chlorowodoru i fluorowodoru, które powinny zostać ustalone dla chlorowodoru na poziomie 20 mg/Nm³ i fluorowodoru na poziomie 7 mg/Nm³ zgodnie z poziomami emisji powiązanymi z BAT-AELs.

Zaostrzeniu uległyby również poziomy emisji BAT-AELs, dla tlenków azotu, dwutlenku siarki oraz pyłu, wyrażone jako średnia dobową, gdyż przy pracy kotła poniżej 500 h/rok miały charakter wskaźnikowy, natomiast uwzględniając wnioskowaną zmianę w zakresie czasu pracy do 1000 h/rok dopuszczalne wielkości emisji należałoby ustalić dla tlenków azotu na poziomie 330 mg/Nm³, dwutlenku siarki na poziomie 400 mg/Nm³ i pyłu na poziomie 28 mg/Nm³ - poziomy powiązane z BAT (BAT-AELs). Wielkość emisji dla tlenku węgla oraz rtęci ustalona zgodnie z poziomem określonym w konkluzjach BAT dla pracy kotła WP-120 na poziomie 500 h/rok nie uległyby zmianie biorąc pod uwagę pracę przez 1000 h/rok.

Mając na uwadze, że dostosowanie źródła spalania paliw – kotła WP-120 (czas pracy 1000 h/rok), do wymagań w zakresie granicznych wielkości emisji dla tlenków azotu, dwutlenku siarki, chlorowodoru i fluorowodoru, określonych w Decyzji Wykonawczej Komisji (UE) 2021/2326 z dnia 30 listopada 2021 r. ustanawiająca konkluzje dotyczące najlepszych dostępnych technik (BAT) w odniesieniu do dużych obiektów energetycznego spalania zgodnie z dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE, w odniesieniu do spalania paliw w instalacjach o całkowitej nominalnej mocy cieplnej dostarczanej w paliwie wynoszącej 50 MW lub więcej tylko wtedy, gdy taka działalność odbywa się w obiektach energetycznego spalania o całkowitej nominalnej mocy cieplnej dostarczonej w paliwie wynoszącej 50 MW lub więcej, wymagałoby istotnej modernizacji podinstalacji CC-3 w ramach której pracuje kocioł WP-120, tj. zabudowy urządzeń odsiarczania i odazotowania spalin, Spółka zawnioskowała o udzielenie odstępstwa, na podstawie art. 204 ust. 2 ustawy *Prawo ochrony środowiska*, od granicznych wielkości emisji w zakresie tlenków azotu, dwutlenku siarki, chlorowodoru i fluorowodoru, w okresie od 1 stycznia 2023 r. do 31 grudnia

2027 r. W związku z przeprowadzoną w 2021 r. gruntowną modernizacją urządzeń odpylających kotła WP-120 (instalacja została wyposażona w elektrofiltr), wniosek nie obejmuje swoim zakresem odstępstwa od granicznych wielkości emisji dla pyłu, gdyż poziom wynikający z konkluzji BAT (BAT-AELs) wynoszący 28 mg/Nm³, przy eksploatacji kotła do 1000 h/rok, będzie dotrzymany.

Prowadzący przedmiotową instalację jako kryterium oceny wniosku o ww. odstępstwo, zgodnie z art. 204 ust. 2 ustawy *Prawo ochrony środowiska*, wskazał kryterium nieproporcjonalnie wysokich kosztów (do spełniania wymogów konkluzji BAT 20 i BAT 21 (LCP)) w stosunku do korzyści dla środowiska ze względu na charakterystykę techniczną instalacji pod warunkiem, że nie zostaną przekroczone standardy emisyjne, o ile mają one zastosowanie.

Spółka zawnioskowała o udzielenie odstępstwa od 1 stycznia 2023 r. do 31 grudnia 2027 r. wskazując okres 5 lat jako niezbędny do realizacji inwestycji pozwalających na ograniczenie pracy kotła WP-120 z 1000 h/rok do 500 h/rok.

W związku z wnioskowanym odstępstwem, w zakresie dotrzymania granicznych wielkości emisji tlenków azotu, dwutlenku siarki, chlorowodoru i fluorowodoru z podinstalacji CC-3, w ramach której eksploatowany jest kocioł WP-120 o nominalnej mocy 98,89 MW, prowadzący instalację przedłożył analizę kosztów i korzyści środowiskowych, przeprowadzoną w oparciu o metodykę określoną w opracowaniu pn. „Podręcznik dotyczący zasad udzielania odstępstw od granicznych wielkości emisyjnych zawartych w konkluzjach BAT dla dużych źródeł spalania (LCP)”, opublikowanym przez Ministerstwo Środowiska w 2017 r.

Zgodnie z art. 204 ustawy *Prawo ochrony środowiska* Spółka we wniosku o udzielenie odstępstwa od granicznych wielkości emisji w zakresie emisji dwutlenku siarki, tlenków azotu, chlorowodoru i fluorowodoru, z procesu spalania w kotle WP-120 o nominalnej mocy 98,89 MW, przedłożyła analizę kosztów, które należałoby ponieść w celu dostosowania ww. kotła w stosunku do korzyści dla środowiska jakie zostałyby osiągnięte po dostosowaniu ww. instalacji do wymagań konkluzji BAT.

Kluczowe założenia przyjęte w analizie kosztów dostosowawczych obejmowały zestawienie nakładów inwestycyjnych związanych z dostosowaniem instalacji do wymagań konkluzji BAT - polegających na wyposażeniu kotła WP-120 w instalację niekatalicznego odazotowania spalin (SNCR) oraz odsiarczania spalin, w przypadku gdyby realizacja tych działań została przeprowadzana, w oparciu o wstępne oferty potencjalnych wykonawców wraz z łącznymi kosztami operacyjnymi stałymi związanymi z zabudową nowej instalacji i kosztami operacyjnymi zmiennymi związanymi z funkcjonowaniem nowej instalacji do redukcji emisji.

W analizie korzyści środowiskowych zostały wykazane: korzyści wewnętrzne związane z oszczędnościami wynikającymi ze zmniejszenia emisji danego zanieczyszczenia, co skutkuje obniżeniem wielkości opłaty za korzystanie ze środowiska (zgodnie z art. 277 ustawy *Prawo ochrony środowiska*) oraz korzyści dla środowiska, które zostały wyliczone na podstawie danych o emisji unikniętej 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.

Ponadto w toku prowadzonego postępowania Spółka, na wezwanie tut. organu, przedłożyła harmonogram inwestycji, zrealizowanych w 2023 r. oraz planowanych do realizacji do 31 grudnia 2027 r., które pozwolą na planowane ograniczenie czasu pracy instalacji spalania paliw CC-3, w skład której wchodzi kocioł WP-120 do 500 h/rok.

Analiza wykazała, że planowane inwestycje zarówno w ramach instalacji objętej pozwoleniem zintegrowanym, tzn. zabudowa kotła gazowego GFB-18 o wydajności cieplnej 18 MW w 2024 r.,

zabudowa kotła elektrodowego o mocy 8 MW planowana w latach 2026-2027, jak i inwestycje realizowane poza instalacją IPPC, ale pracujące na potrzeby systemu ciepłowniczego miasta Opola, tj. budowa układu wysokosprawnej kogeneracji gazowej - GUK I o wydajności cieplnej 8 MW zrealizowana w 2023 r. i budowa układu wysokosprawnej kogeneracji gazowej - GUK II o wydajności cieplnej 8 MW planowana w 2025 r., pozwolą na ograniczenie czasu pracy kota WP-120 i przyniosą pozytywny wpływ na środowisko.

Trzeba mieć na uwadze to, że kocioł WP-120 jest kotłem wodnym i nie może być wykorzystywany do produkcji energii elektrycznej, natomiast zgodnie z nowymi wymaganiami systemy ciepłownicze powinny być systemami efektywnymi energetycznie. Mając na uwadze powyższe produkcja ciepła z kotła WP-120 będzie sukcesywnie ograniczana i zastępowana między innymi źródłami produkującymi ciepło i energię elektryczną w skojarzeniu. Prowadzący przedmiotową instalację utrzymuje kocioł WP-120 w stanie sprawnym - jako kocioł szczytowy, który eksploatowany będzie tylko w okresie największego zapotrzebowania na ciepło przez możliwie jak najkrótszy czas lub na wypadek awarii któregoś ze źródeł podstawowych.

Warunkiem przychylenia się Marszałka Województwa Opolskiego do wniosku Spółki o udzielenie odstępstwa od granicznych wielkości emisji zawartych w konkluzjach BAT było wykazanie planowanych do zrealizowania inwestycji ujętych w przedłożonym organowi harmonogramie, bo w ocenie tut. organu, tylko podejmowanie działań w wyniku których powstaną nowe źródła spalania, pozwoli na zmniejszenie czasu pracy kotła WP-120 do 500 h/rok.

Biorąc pod uwagę powyższe, po analizie przedłożonych danych stwierdzono, że prowadzący instalację wypełnił kryteria uprawniające do przyznania czasowego odstępstwa od granicznych wielkości emisyjnych w zakresie tlenków azotu, dwutlenku siarki, chlorowodoru i fluorowodoru z podinstalacji CC-3 w ramach której pracuje kocioł WP-120 o nominalnej mocy 98,89 MW.

Zgodnie z wnioskiem strony wielkości średnie dobowe emisji zanieczyszczeń zostały ustalone dla tlenków azotu na poziomie 495 mg/Nm^3 oraz dla dwutlenku siarki na poziomie 880 mg/Nm^3 (odstępstwo od poziomów średnich dobowych powiązanych z BAT (BAT-AELs)).

W przypadku chlorowodoru i fluorowodoru wielkości emisji zanieczyszczeń zostały ustalone również na poziomie zgodnym z wnioskiem strony, tj. dla chlorowodoru na poziomie $66,5 \text{ mg/Nm}^3$ - wielkość określona na podstawie przeprowadzonych obliczeń oraz dla fluorowodoru na poziomie 10 mg/Nm^3 - wielkość określona na podstawie przeprowadzonych pomiarów (odstępstwo od poziomów średnio rocznych powiązanych z BAT (BAT-AELs)).

Mając na uwadze ogólną zasadę wskazującą na brak możliwości działania przepisów prawa z datą wsteczną oraz brak przepisów szczególnych zezwalających, między innymi, na możliwość ustalenia w pozwoleniu zintegrowanym dopuszczalnych warunków emisji lub czasu pracy źródła z datą wsteczną, tut. organ nie przychylił się do wniosku Spółki w zakresie terminu obowiązywania odstępstwa tj. od 1 stycznia 2023 r. W związku z powyższym w celu zachowania porządku prawnego w zakresie dopuszczalnych warunków funkcjonowania przedmiotowej instalacji zapisy ustalone w niniejszej decyzji wchodzi w życie w dniu jej uprawnomocnienia się.

W celu wykazania spełnienia warunku, że udzielenie odstępstwa od granicznych wielkości emisji nie spowoduje przekroczenia standardów jakości środowiska Spółka przedłożyła analizę oddziaływania przedmiotowej instalacji na środowisko.

Zgodnie z danymi zawartymi w obliczeniach rozprzestrzeniania, emisja tlenków azotu, dwutlenku siarki, chlorowodoru oraz fluorowodoru z podinstalacji CC-3, w ramach której pracuje kocioł WP-120 o nominalnej mocy 98,89 MW, została ustalona na poziomie nie przekraczającym standardu emisyjnego, we wspólnym oddziaływaniu z pozostałymi instalacjami zlokalizowanymi na terenie zakładu oraz nie powoduje przekroczenia dopuszczalnych poziomów tych substancji w powietrzu określonych w rozporządzeniu Ministra Środowiska z dnia 24 sierpnia 2012 r. w sprawie poziomów niektórych substancji w powietrzu (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).

Biorąc pod uwagę powyższe, po analizie przedłożonych danych stwierdzono, że prowadzący instalację wypełnił kryteria uprawniające do przyznania czasowego odstępstwa od granicznych wielkości emisyjnych. Przychylnono się zatem do wniosku zakładu i w punkcie 4 niniejszej decyzji zmieniającym punkt I.6. pozwolenia zintegrowanego organ zezwolił na czasowe odstępstwo od osiągnięcia granicznej wielkości emisji tlenków azotu, dwutlenku siarki, chlorowodoru i fluorowodoru z procesu spalania paliw z podinstalacji CC-3 w ramach której pracuje kocioł WP-120 o nominalnej mocy 98,89 MW eksploatowanej przez Energetykę Ciepłą Opolszczyzny S.A. w Opolu przy ul. Harcerskiej 15.

Mając na uwadze, że udzielenie odstępstwa od granicznych wielkości emisyjnych do 31 grudnia 2027 r. wiąże się z koniecznością weryfikacji działań, podejmowanych przez prowadzącego instalację, zmierzających do ograniczenia czasu pracy kotła WP-120 do 500 h/rok, tut. organ w punkcie I.11.7 w tabeli 14a niniejszej decyzji określił harmonogram prac do realizowania w kolejnych latach trwania okresu odstępstwa oraz w punkcie I.17 zobowiązał prowadzącego instalację do przedkładania Marszałkowi Województwa Opolskiego niezbędnych dokumentów potwierdzających zrealizowanie zadań wymienionych w poszczególnych punktach harmonogramu.

W toku prowadzonego postępowania Spółka rozszerzyła zakres procedowanego przez tut. organ wniosku o wydłużenie dopuszczalnego rocznego czasu pracy kotła WP-120 do 1000 h/rok oraz udzielenie odstępstwa od granicznych wielkości emisji, w związku z planowanym uruchomieniem nowo zabudowanego kotła gazowego GFB-18 o nominalnej mocy cieplnej 18,876 MW. Zgodnie z przedłożonymi we wniosku informacjami, zabudowa kotła gazowego nie jest związana ze wzrostem produkcji ciepła w ramach instalacji Ciepłowni Centralnej, a ze zwiększeniem bezpieczeństwa dostaw ciepła dla miasta Opola. Nowy kocioł gazowy GFB-18, o wysokiej sprawności (96,25%) i dużej elastyczności pracy pozwoli na szybkie zastąpienie pracy innego źródła ciepła pracującego w ramach instalacji IPPC.

Na wezwanie tut. organ, Spółka przedłożyła pismo Prezydenta Miasta Opola nr OŚR.6220.09.2023.BS z 26 kwietnia 2023 r. informujące, że przedsięwzięcie polegające na budowie kotła gazowego GFB-18 o mocy cieplnej 18,876 MW, wyrażonej w energii chemicznej wprowadzonej, nie wymaga uzyskania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach.

W związku z przygotowaniem do eksploatacji od 1 stycznia 2024 r. nowego źródła spalania tj. kotła gazowego GFB-18 o nominalnej mocy cieplnej 18,876 MW zwiększeniu uległa łączna moc instalacji spalania paliw z 245,853 MW do 264,729 MW.

Biorąc pod uwagę powyższe, organ niniejszą decyzją, zmienił treść sentencji decyzji odnoszącej się do łącznej nominalnej mocy cieplnej instalacji oraz uzupełnił treść decyzji w zakresie parametrów instalacji istotnych z punktu widzenia przeciwdziałania zanieczyszczeniom o parametry i charakterystykę nowego kotła gazowego GFB-18 o nominalnej mocy cieplnej 18,876 MW.

W związku z rozbudową podinstalacji EC-1 w niniejszej decyzji określono parametry nowego emitora E-4.2, przez który odprowadzane będą do powietrza zanieczyszczenia z nowo zabudowanego źródła emisji jakim jest kocioł gazowy GFB-18 o nominalnej mocy cieplnej 18,876 MW.

Rozbudowa istniejącej podinstalacji EC-1 spalania paliw, wyposażonej w turbinę gazową z kotłem odzysknicowym EGT/Stein Fasel TG o nominalnej mocy cieplnej 25,14 MW oraz kocioł gazowy ERK-25 Stein/Sefako o nominalnej mocy cieplnej 26,04 MW, z których gazy spalinowe odprowadzane są do powietrza oddzielnymi kominami, o kocioł gazowy GFB-18 o nominalnej mocy cieplnej 18,876 MW, wymagała przeprowadzenia analizy dotyczącej zastosowania zasad łączenia, o których mowa w art. 157a ust. 2 pkt 2 i pkt 3 ustawy *Prawo ochrony środowiska*.

Do czasu rozbudowy, podinstalacja EC-1, w skład której wchodziły turbina gazowa z kotłem odzysknicowym EGT/Stein Fasel TG o nominalnej mocy cieplnej 25,14 MW oraz kocioł gazowy ERK-25 Stein/Sefako o nominalnej mocy cieplnej 26,04 MW, nie podlegała drugiej zasadzie łączenia, o której mowa w art. 157a ust. 2 pkt 2 ustawy *Prawo ochrony środowiska* co wynika z analizy przedłożonej przez Spółkę oraz uzyskanej opinii Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, przedłożonej organowi w toku prowadzonego przez tut. organ postępowania o zmianę pozwolenia zintegrowanego w 2014 r. pod numerem DOŚ-III.7222.147.2024.MSu.

W przedmiotowym postępowaniu, organ dokonał oceny możliwości zastosowania zasad łączenia, o których mowa w art. 157a ust. 2 pkt 2 i pkt 3 ustawy *Prawo ochrony środowiska*, biorąc pod uwagę możliwość połączenia nowego kotła gazowego GFB-18 o nominalnej mocy cieplnej 18,876 MW z kotłem odzysknicowym EGT/Stein Fasel TG o nominalnej mocy cieplnej 25,14 MW lub kotłem gazowym ERK-25 Stein/Sefako o nominalnej mocy cieplnej 26,04 MW.

Zgodnie z art. 157a ust. 2 pkt 2 ustawy *Prawo ochrony środowiska*, druga zasada łączenia ma zastosowanie dla źródeł spalania paliw, dla których pierwsze pozwolenie na budowę wydano po dniu 30 czerwca 1987 r., lub dla których wnioski o wydanie takiego pozwolenia został złożony po tym dniu, i dla których całkowita nominalna moc cieplna jest nie mniejsza niż 50 MW, które zostały zainstalowane w taki sposób, że uwzględniając parametry techniczne i czynniki ekonomiczne, ich gazy odlotowe mogłyby być odprowadzane przez wspólny komin, w takim przypadku zespół źródeł spalania uważa się za jedno źródło spalania paliw złożone z dwóch lub większej liczby części, którego całkowita nominalna moc cieplna stanowi sumę nominalnych mocy cieplnych tych części źródła spalania paliw, których nominalna moc cieplna jest nie mniejsza niż 15 MW. Biorąc pod uwagę powyższe druga zasada łączenia nie będzie miała zastosowania, ponieważ całkowita nominalna moc cieplna, w przypadku połączenia nowego kotła gazowego o nominalnej mocy cieplnej 18,876 MW z którymkolwiek z istniejących kotłów o nominalnej mocy cieplnej 25,14 MW lub o nominalnej mocy cieplnej 26,04 MW, nie przekroczy progu 50 MW.

Zgodnie z art. 157a ust. 2 pkt 3 ustawy *Prawo ochrony środowiska*, trzecia zasada łączenia ma zastosowanie dla źródeł spalania paliw o nominalnej mocy cieplnej nie mniejszej niż 1 MW i mniejszej niż 50 MW, oddanych do użytkowania po dniu 19 grudnia 2018 r., a jeżeli pozwolenie na ich budowę wydano po dniu 18 grudnia 2017 r. - oddanych do użytkowania po dniu 20 grudnia 2018 r., do których nie ma zastosowania pkt 1 albo 2, i które odprowadzają gazy odlotowe przez wspólny komin lub zostały zainstalowane w taki sposób, że uwzględniając parametry techniczne i czynniki ekonomiczne, ich gazy odlotowe mogłyby być, w ocenie organu właściwego do wydania pozwolenia lub przyjęcia zgłoszenia, odprowadzane przez wspólny komin. W takim przypadku zespół źródeł spalania paliw uważa się za jedno źródło spalania paliw złożone z dwóch lub większej liczby części, którego całkowita nominalna moc cieplna stanowi sumę nominalnych mocy cieplnych poszczególnych części, przy czym w przypadku, gdy suma ta wynosi nie mniej niż 50 MW, przyjmuje się, że całkowita nominalna moc cieplna źródła nie osiąga wartości 50 MW. Biorąc pod uwagę powyższe trzecia zasada łączenia nie będzie miała zastosowania, ponieważ turbina gazowa z kotłem odzysknicowym EGT/Stein Fasel TG o nominalnej mocy cieplnej 25,14 MW oraz kocioł gazowy ERK-25 Stein/Sefako o nominalnej mocy cieplnej 26,04 MW zostały oddane do użytkowania przed 20 grudnia 2018 r.

Ponadto, mając na uwadze fakt, że przedmiotowa podinstalacja EC-1 spalania paliw nie podlega pod zasady łączenia określone w art. 157a ust. 2 pkt 2 i pkt 3 ustawy *Prawo ochrony środowiska* oznacza to, że na terenie ECO S.A. eksploatowana będzie podinstalacja EC-1 spalania paliw składająca się z turbiny gazowej z kotłem odzysknicowym EGT/Stein Fasel TG o nominalnej mocy cieplnej 25,14 MW, kotła gazowego ERK-25 Stein/Sefako o nominalnej mocy cieplnej 26,04 MW oraz nowo zabudowanego kotła gazowego GFB-18 o nominalnej mocy cieplnej 18,876 MW, z których gazy spalinowe odprowadzane są do powietrza oddzielnymi kominami.

W związku z powyższym całkowita nominalna moc cieplna każdego źródła spalania paliw jest mniejsza niż 50 MW, dlatego też ww. podinstalacja nie stanowi dużego obiektu energetycznego tzn. nie podlega pod konkluzje BAT opublikowane 17 sierpnia 2017 r. w Dzienniku Urzędowym Unii Europejskiej Decyzji Wykonawczej Komisji (UE) 2021/2326 z dnia 30 listopada 2021 r. ustanawiająca konkluzje dotyczące najlepszych dostępnych technik (BAT) w odniesieniu do dużych obiektów energetycznego spalania zgodnie z dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE, w odniesieniu do spalania paliw w instalacjach o całkowitej nominalnej mocy cieplnej dostarczanej w paliwie wynoszącej 50 MW lub więcej tylko wtedy, gdy taka działalność odbywa się w obiektach energetycznego spalania o całkowitej nominalnej mocy cieplnej dostarczonej w paliwie wynoszącej 50 MW lub więcej.

Wszystkie źródła paliw wchodzące w skład podinstalacji EC-1, kwalifikują się do średnich źródeł spalania (MCP), zatem zgodnie z brzmieniem art. 152a ustawy *Prawo ochrony środowiska*, podlegają obowiązkowi zgłoszenia do *Rejestru średnich źródeł spalania* (prowadzonym przez KOBIZE). Zgłoszenia, o którym mowa powyżej, należy dokonać w zakresie nowego kotła gazowego GFB-18 o nominalnej mocy cieplnej 18,876 MW, istniejące źródła spalania wchodzących w skład podinstalacji EC-1 zostały już umieszczone w *Rejestrze średnich źródeł spalania*.

Mając na uwadze, że nowy kocioł gazowy GFB-18 podlega przepisom, o których mowa w art. 146 ust. 3 ustawy *Prawo ochrony środowiska*, tj. należy do źródeł spalania paliw, dla których określone zostały standardy emisyjne w rozporządzeniu Ministra Klimatu z dnia 23 września 2020 r. w *sprawie standardów emisyjnych dla niektórych rodzajów instalacji, źródeł spalania paliw oraz urządzeń spalania lub współspalania odpadów* (Dz. U. z 2020 r., poz. 1860), prowadzący instalację zawniósł o ustalenie dopuszczalnych wielkości emisji w zakresie tlenków azotu, dwutlenku siarki oraz pyłu, na poziomach wynikających wprost z załącznika nr 5 ww. rozporządzenia, tj. dla NO_x z tabeli 9, dla SO₂ z tabeli nr 4 oraz dla pyłu z tabeli nr 13. Natomiast w zakresie dopuszczalnej wielkości emisji tlenku węgla zawniósł o wielkość wynikającą z deklaracji dostawcy kotła.

Przeprowadzona przez tut. organ powyższa analiza pozwoliła na umieszczenie w niniejszej decyzji zapisów w zakresie dopuszczalnej wielkości emisji w warunkach normalnego funkcjonowania instalacji, dla pojedynczego emitora oraz dla źródła emisji, tzn. kotła gazowego GFB-18, zgodnie z wnioskiem strony.

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 wraz z nowo zabudowanym kotłem gazowym GFB-18. Obliczenia rozprzestrzeniania się zanieczyszczeń w powietrzu zostały przeprowadzone dla maksymalnych wielkości emisji gazów i pyłów wprowadzanych do powietrza oraz maksymalnego czasu pracy poszczególnych emitatorów. Analizą objęto substancje takie jak: pył PM10 i PM2,5, tlenki azotu, dwutlenek siarki, tlenek węgla, chlorowodór, rtęć 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, 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 tut. organ wezwał Spółkę do wyjaśnienia czasów pracy poszczególnych emitorów, które zostały przyjęte do wykonania obliczeń rozprzestrzeniania się zanieczyszczeń oraz ewentualnego zweryfikowania zapisów punktu I.6.1 w tabeli 7 w tym zakresie. W odpowiedzi na powyższe Spółka wyjaśniła, że zamiarem tych obliczeń było wykazanie, że praca wszystkich źródeł wchodzących w skład instalacji, nawet przy nierzeczywistych i niemożliwych parametrach pracy nie spowoduje ponadnormatywnego oddziaływania na stan powietrza atmosferycznego i jednocześnie zawnioskowała o zmianę zapisów tabeli 7 w tym zakresie. Marszałek Województwa Opolskiego uwzględnił wniosek Spółki i zmienił odpowiednio parametry emitorów E-2, E-3 i E-4 określając ich czas pracy na 8760 h/rok.

W myśl art. 224 ust. 1 pkt 2 ustawy *Prawo ochrony środowiska*, niniejszą decyzją określono dodatkowo usytuowanie stanowiska do pomiaru wielkości emisji w zakresie gazów i pyłów wprowadzanych do powietrza dla nowego kotła gazowego GFB-18 oznaczonego jako emitor E-4.2, na prostym, wolnym od zaburzeń odcinku – spełniające wymagania Polskiej Normy PN-Z-04030-7 „Ochrona czystości powietrza. Badania zawartości pyłu. Pomiar stężenia i strumienia masy pyłu w gazach odlotowych metodą gravimetryczną” dla pomiarów dokładnych lub technicznych.

Zgodnie z obecnie obowiązującym stanem prawnym, tj. rozporządzeniem Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 7 września 2021 r. w sprawie wymagań w zakresie prowadzenia pomiarów wielkości emisji (Dz. U. z 2023 r., poz. 1706), nowy kocioł gazowy GFB-18 o nominalnej mocy cieplnej 18,876 MW, podlega z mocy prawa obowiązkowi wykonywania okresowych pomiarów emisji substancji do powietrza, dlatego też uzupełniono w tym zakresie zapisy pkt I.14.2.2. posiadanego pozwolenia. Ponadto zgodnie z art. 147 ustawy *Prawo ochrony środowiska* – prowadzący instalację nowo zbudowaną lub zmienioną w sposób istotny, z której emisja wymaga pozwolenia, jest obowiązany do przeprowadzenia wstępnych pomiarów wielkości emisji z tej instalacji.

W przedłożonej dokumentacji wnioskodawca dokonał inwentaryzacji wszystkich źródeł hałasu, określił ich moce akustyczne oraz czas pracy w ciągu doby z podziałem na porę dnia i nocy. Na podstawie zgromadzonych danych zostały wykonane obliczenia rozprzestrzeniania się hałasu w środowisku. Z przedłożonych obliczeń wynikało, że oddziaływanie Zakładu po wprowadzonych zmianach nie spowoduje przekroczenia dopuszczalnych poziomów hałasu na najbliższych terenach chronionych położonych w sąsiedztwie zakładu.

W związku z brakiem miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego dla terenów położonych na wschód od Zakładu, tj. ogrodów działkowych, kwalifikacji rodzajów terenów objętych ochroną przed hałasem dokonał Prezydent Miasta Opola w piśmie nr OŚR.6251.9.2023.MW z 10 października 2023 r. Pozostałe tereny chronione ustalono na podstawie uchwały nr XXXIV/710/20 Rady Miasta Opola z dnia 29 grudnia 2020 r. w sprawie uchwalenia miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego „Zakrzów I” w Opolu (Dz. Urz. Województwa Opolskiego z 2021 r. poz. 134). W związku z tym niemniejszą decyzją dokonano zmiany zapisów tabeli nr 10 pozwolenia gdzie przedstawiono rodzaje terenów chronionych wraz z obowiązującymi dopuszczalnymi poziomami hałasu, na które może oddziaływać instalacja.

W tabeli nr 9, zgodnie z wnioskiem Strony, określono rozkład czasu pracy źródeł hałasu z wyszczególnieniem pory dnia i pory nocy. Ponadto organ, zgodnie z wnioskiem Strony, wprowadził do pozwolenia zapisy dotyczące środków technicznych i operacyjnych stosowanych w Zakładzie, w celu zapobiegania emisjom hałasu od instalacji, zatem instalacja w tym zakresie, spełnia wymagania zawarte w art. 204 ust. 1 ustawy *Prawo ochrony środowiska*.

Zakład objęty jest, wynikającym z przepisów rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 7 września 2021 r. w sprawie wymagań w zakresie prowadzenia pomiarów wielkości emisji (Dz. U. z 2023 r., poz. 1706), obowiązkiem prowadzenia pomiarów poziomu hałasu, które winien wykonywać z częstotliwością raz na dwa lata. Prowadzący instalację jest zobowiązany do prowadzenia pomiarów hałasu w środowisku na najbliższych położonych terenach objętych ochroną,

zgodnie z metodyką referencyjną ustaloną w ww. rozporządzeniu. Wyniki pomiarów hałasu w środowisku prowadzący instalację ma obowiązek przedstawiać organowi ochrony środowiska oraz wojewódzkiemu inspektorowi ochrony środowiska zgodnie z art. 149 ustawy *Prawo ochrony środowiska*.

Pozostałe warunki pozwolenia zintegrowanego, określone w decyzji Marszałka Województwa Opolskiego nr DOŚ-III.7222.49.2018.MSu z 24 kwietnia 2023 r., pozostają bez zmian.

Biorąc pod uwagę przepisy art. 186 ust. 8-10 ustawy *Prawo ochrony środowiska* organ stwierdził, że nie zaszła żadna z wymienionych przesłanek do odmowy wydania przedmiotowej decyzji, bowiem prowadzący instalację nie został skazany prawomocnym wyrokiem sądu za przestępstwa przeciwko środowisku (dołączono zaświadczenia o niekaralności), nie orzeczono wobec niego administracyjnej kary pieniężnej za przestępstwa przeciwko środowisku (dołączono oświadczenia), ani nie został skazany prawomocnym wyrokiem sądu za przestępstwa wskazane w art. 163, art. 164 lub art. 168 ustawy z dnia 6 czerwca 1997 r. *Kodeks karny* (Dz. U. z 2024 r., poz.17).

Przedmiotowy wniosek nie obejmował swoim zakresem zmiany w części dotyczącej instalacji składowania odpadów innych niż niebezpieczne i obojętne o zdolności przyjmowania 22 500 Mg/rok, dlatego też nie było podstaw do przeprowadzenia kontroli o której mowa w art. 183c ust. 7 ustawy *Prawo ochrony środowiska*. Ponadto w ww. instalacji nie jest prowadzone przetwarzanie i zbieranie odpadów w związku z czym organ nie miał podstaw do zwrócenia się z prośbą do Prezydenta Miasta Opola o wyrażenie opinii w przedmiotowej sprawie oraz do Wojewódzkiego Inspektora Ochrony Środowiska w Opolu, o przeprowadzenie kontroli instalacji, obiektu budowlanego jego części lub miejsc magazynowania odpadów, w których prowadzone jest przetwarzanie odpadów, w zakresie spełniania wymagań określonych w przepisach ochrony środowiska.

Po analizie przedłożonego wniosku wraz z uzupełnieniami, organ uznał go za kompletny i niniejszą decyzją, na podstawie art. 183, art. 188, art. 192, art. 202, art. 204, art. 211 i art. 224 ustawy *Prawo ochrony środowiska*, dokonał odpowiednio zmiany pozwolenia zintegrowanego dla instalacji spalania paliw o łącznej mocy nominalnej 264,729 MW i dla instalacji składowania odpadów innych niż niebezpieczne i obojętne o zdolności przyjmowania 22 500 Mg/rok oraz instalacji pozostałych, zlokalizowanych na terenie Energetyki Ciepłej Opolszczyzny S.A. w Opolu, przy ul. Harcerskiej 15.

Marszałek Województwa Opolskiego uznał za zasadny wniosek Spółki o udzielenie odstępstwa na podstawie art. 204 ust. 2 ustawy *Prawo ochrony środowiska* (Dz.U. 2024 r., poz. 54), od granicznych wielkości emisji dla tlenków azotu (rozumianych jako NO+NO₂ w przeliczeniu na NO₂), dwutlenku siarki, chlorowodoru i fluorowodoru, określonych w Decyzji Wykonawczej Komisji (UE) 2021/2326 z dnia 30 listopada 2021 r. ustanawiająca konkluzje dotyczące najlepszych dostępnych technik (BAT) w odniesieniu do dużych obiektów energetycznego spalania zgodnie z dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE, w odniesieniu do spalania paliw w instalacjach o całkowitej nominalnej mocy cieplnej dostarczanej w paliwie wynoszącej 50 MW lub więcej tylko wtedy, gdy taka działalność odbywa się w obiektach energetycznego spalania o całkowitej nominalnej mocy cieplnej dostarczonej w paliwie wynoszącej 50 MW lub więcej, dla kotła WP-120.

Spółka w toku prowadzonego postępowania wykazała, że nakłady finansowe, które musiałaby ponieść na modernizację kotła WP-120 są nieproporcjonalnie większe od korzyści jakie przyniosłyby one środowisku. Ponadto prowadzący instalację wykazując zasadność udzielenia odstępstwa zwróciła uwagę, że kocioł WP-120 o mocy cieplnej równej 98,89 MW, jest kotłem węglowym, dla którego pozwolenie na budowę uzyskano w 1983 r., uruchomiony został natomiast w 1992 r., natomiast obowiązujące wymagania w zakresie dyrektywy efektywnościowej (EED)¹ oraz

dyrektywy o odnawialnych źródłach energii (RED III)² stanowią, że systemy ciepłownicze powinny być systemami efektywnymi energetycznie, dlatego też celem Spółki jest dążenie do sukcesywnego ograniczania pracy tego kotła. Kocioł WP-120 utrzymywany jest w stanie sprawnym jedynie jako kocioł szczytowy, który pracuje tylko w okresie największego zapotrzebowania systemu ciepłowniczego miasta Opola lub na wypadek awarii któregoś ze źródeł podstawowych.

Realizowany przez Spółkę program modernizacji Ciepłowni Centralnej oraz przyłączenia do opolskiego systemu ciepłowniczego nowych, znajdujących się poza instalacją Ciepłowni Centralnej, źródeł ciepła, będzie skutkować znaczną zmianą organizacji pracy urządzeń Ciepłowni Centralnej, i pozwoli ograniczyć czas pracy kotła WP-120, eliminując ryzyko braku dostaw ciepła do systemu ciepłowniczego miasta Opola.

Za wydanie niniejszej decyzji uiszczono opłatę skarbową zgodnie z pozycją III punkt 46 ust. 1 załącznika do ustawy z dnia 16 listopada 2006 r. o opłacie skarbowej (Dz. U. z 2023 r., poz. 2111) w wysokości 1005,50 zł (słownie: jeden tysiąc pięć złotych 50/100). Wpłaty dokonano na konto Urzędu Miasta Opola, Bank Millennium nr 03 1160 2202 0000 0002 1515 3249 w dniu 23 czerwca 2023 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 dnia jej doręczenia.

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 upoważnienia
Marszałka Województwa Opolskiego
Z-ca Dyrektora Departamentu Ochrony Środowiska

Małgorzata Juszczyzn-Pieczonka

Otrzymuje:

(za zwrotnym potwierdzeniem odbioru)

1. Energetyka Ciepła Opolszczyzny S.A.
ul. Harcerska 15
45-118 Opole
2. aa.