PK-II.7222.15.2023

Kielce, 30 stycznia 2024

DECYZJA

Na podstawie art. 163 ustawy z dnia 14 czerwca 1960 r. Kodeks postępowania administracyjnego (t.j. Dz. U. z 2023 r. poz. 775 ze zm.) w związku z art. 192 oraz art. 378 ust. 2a pkt 2 ustawy z dnia 27 kwietnia 2001 r. Prawo ochrony środowiska (t.j. Dz. U. z 2024 r. poz. 54)

po rozpatrzeniu

wniosku PGE Energia Ciepła S.A. z siedzibą w Warszawie, ul. Złota 59, 00-120 Warszawa o zmianę pozwolenia zintegrowanego dla instalacji do spalania paliw o nominalnej mocy nie mniejszej niż 50 MW, zlokalizowanej w Kielcach przy ul. Hubalczyków 30, 25-668 Kielce

orzekam

zmieniam decyzję Wojewody Świętokrzyskiego znak: ŚR.III.6618-8/05 z dnia 30 grudnia 2005 r. ze zm., udzielającą PGE Energia Ciepła S.A. Oddział Elektrociepłownia w Kielcach, NIP: 642-000-06-42, REGON: 273204260, pozwolenia zintegrowanego na prowadzenie instalacji energetycznego spalania paliw w celu wytworzenia energii elektrycznej i cieplnej, zlokalizowanej w Kielcach, ul. Hubalczyków 30, 25-668 Kielce, w następujący sposób:

I. **Punkt „I. RODZAJ I PARAMETRY INSTALACJI ISTOTNE Z PUNKTU WIDZENIA PRZECIWDZIAŁANIA ZANIECZYSZCZENIOM" otrzymuje brzmienie:**

„I. RODZAJ I PARAMETRY INSTALACJI ISTOTNE Z PUNKTU WIDZENIA PRZECIWDZIAŁANIA ZANIECZYSZCZENIOM

PGE Energia Ciepła S.A. z siedzibą w Warszawie, ul. Złota 59, 00-120 Warszawa eksploatuje instalację do spalania paliw o nominalnej mocy nie mniejszej niż 50 MW, która zgodnie z rozporządzeniem Ministra Środowiska z dnia 27 sierpnia 2014 r. w sprawie rodzajów instalacji mogących powodować znaczne zanieczyszczenie poszczególnych elementów przyrodniczych (Dz. U. z 2014 r. poz. 1169) należy do instalacji mogących powodować znaczne zanieczyszczenie poszczególnych elementów przyrodniczych albo środowiska jako całości.

1. Opis instalacji

PGE Energia Ciepła S.A. Oddział Elektrociepłownia w Kielcach jest wytwórcą ciepła i energii elektrycznej, których produkcja prowadzona jest w oparciu o spalanie gazu ziemnego, węgla kamiennego i biomasy w instalacji energetycznego spalania, w skład której wchodzą:

tel.: 41 395 15 49
fax: 41 344 60 45
kancelaria@sejmik.kielce.pl
al. IX Wieków Kielc 3, 25-516 Kielce

- cztery kotły wodne ciepłownicze typu WR-25: nr 1, nr 2, nr 4 i nr 5, o mocy cieplnej w paliwie wprowadzanym do kotła 14,9 MW każdy;
- jeden kocioł parowy typu OR50-N o mocy cieplnej w paliwie wprowadzanym do kotła - 48 MW pracujący na turbozespół przeciwprężny o mocy 10,895 MWe, tzw. „blok węglowy" (blok nr 1),
- jeden kocioł typu OS20 o mocy cieplnej w paliwie wprowadzanym do kotła - 20 MW, współpracujący z turbozespołem upustowo-kondensacyjnym 6,709 MWe, tzw. „blok biomasowy" (blok nr 2),
- pięć kotłów wodnych gazowych typu KOG-32 o mocy cieplnej w paliwie wprowadzanym do kotła – 33,7 MW każdy,
- blok gazowo-kogeneracyjny o mocy cieplnej w paliwie wprowadzanej do palników – 25 MW, pracujących na turbinę gazową o mocy 8,8 MWe, tzw. BGK.

Instalacje powiązane technologicznie z ww. instalacją spalania paliw:

- instalacja gazowa,
- instalacje zaopatrzenia w wodę dla celów procesowych,
- instalacje gospodarki ściekowej z procesów technologicznych,
- oczyszczalnia ścieków przemysłowo-deszczowych,
- instalacje oczyszczania spalin,
- instalacje składowania i transportu paliw oraz pozostałych surowców.

1.1. Charakterystyka techniczna kotłów

Tabela 1. Charakterystyka techniczna kotłów

Kocioł	Typ	Nominalna moc cieplna dostarczona w paliwie	Producent	Rok budowy	Paliwo	Data przystąpienia do użytkowania*
WR-nr 1	WR-25	14,9 MW	RAFAKO	1975	miał węglowy	06.01.1977 r.
WR-nr 2	WR-25	14,9 MW	RAFAKO	1975	miał węglowy	28.01.1977 r.
WR-nr 4	WR-25-014M	14,9 MW	SEFAKO	1977	miał węglowy	31.01.1979 r.
WR-nr 5	WR-25-015	14,9 MW	SEFAKO	1979	miał węglowy	31.01.1983 r.
OR-50-N	OR-50-N	48 MW	RAFAKO	2008	miał węglowy	18.12.2008 r.
OS20	OS20	20 MW	RAFAKO	2008	biomasa	18.12.2008 r.
KOG-32 nr 1	KOG-32	33,7 MW	SEFAKO	2022	gaz ziemny	28.04.2023 r.[2)]
KOG-32 nr 2	KOG-32	33,7 MW	SEFAKO	2022	gaz ziemny	28.04.2023 r.
KOG-32 nr 3	KOG-32	33,7 MW	SEFAKO	2022	gaz ziemny	28.04.2023 r.
KOG-32 nr 4	KOG-32	33,7 MW	SEFAKO	2022	gaz ziemny	28.04.2023 r.
KOG-32 nr 5	KOG-32	33,7 MW	SEFAKO	2022	gaz ziemny	28.04.2023 r.

Kocioł	Typ	Nominalna moc cieplna dostarczona w paliwie	Producent	Rok budowy	Paliwo	Data przystąpienia do użytkowania*
BGK	BGK	25	KAWASAKI	2023	gaz ziemny	I kwartał 2024 r.

** - na podstawie książek dozorowych poszczególnych kotłów*

Kotły WR-25 są kotłami rusztowymi, wodnymi, przepływowymi, o wymuszonym przepływie czynnika grzewczego. Każdy z kotłów WR-25 wyposażony jest w urządzenia odpylające spaliny – multicyklony i filtry workowe ograniczające emisję poniżej 100 mg/Nm^3.

Kocioł OR50-N jest kotłem parowym, przeznaczonym do produkcji pary przegrzanej do napędu turbiny. Jest on wyposażony w ruszt mechaniczny taśmowy do spalania energetycznego miału węgla kamiennego. Ponadto, wyposażony jest w urządzenia odpylające spaliny o skuteczności odpylania ok. 99 %, składające się z dwóch multicyklonów przelotowych MCP oraz pulsacyjnego filtra workowego. Kocioł OR50 współpracuje z turbiną parową przeciwprężną o następujących parametrach:

- ciśnienie pary wejściowej $p_0 = 53$ bar,
- temperatura To = 480 °C,
- ilość pary $m_0 = 50,0 / 11,0$ t/h,
- ciśnienie wyjściowe p2 = 0,4-1,2 bar,
- prędkość obrotowa turbiny $n_1 = 9450$ obr./min.,
- prędkość obrotowa generatora $n_2 = 1500$ obr./min.,
- przekładnia n_1/n_2,
- poziom akustyczny ciśnienia w odległości 1 m od źródła 85 dB (A).

Kocioł OS20 jest kotłem parowym wodnorurowym, przeznaczonym do produkcji pary przegrzanej do napędu turbiny. Jest on wyposażony w ruszt schodkowy o ruchu posuwistozwrotnym do spalania biomasy w formie zrębków drzewnych. Kocioł OS20 wyposażony jest w urządzenia odpylające spaliny o skuteczności odpylania ok. 99 % - składające się z dwóch cyklonów CE/S oraz modułowego filtra workowego. Kocioł OS20 pracuje z turbiną upustowo-kondensacyjną o następujących parametrach:

- przełyk pary 25 t/h,
- ciśnienie nominalne pary na wlocie do turbiny 53 bar,
- temperatura nominalna pary na wlocie do turbiny 480°C,
- ciśnienie pary z upustu regulowanego 1,5-2,5 bar,
- maksymalny pobór pary z upustu regulowanego 22,1 t/h,
- ciśnienie pary z upustu nieregulowanego 0,71 bar,
- maksymalny pobór pary z upustu nieregulowanego 2,1 t/h,
- ciśnienie pary wylotowej do kondensatora 0,067 bar,
- ilość pary wylotowej 2,76-21,86 t/h,
- obroty nominalne turbiny 8300 1/min.,

- moc nominalna na zaciskach generatora 6,709 MW.

Kotły KOG-32 stanowią konstrukcje płomienicowo – płomieniówkowe, trzyciągowe, w których pierwszy ciąg stanowią dwie płomienice, będące komorą paleniskową, a drugi i trzeci ciąg stanowią płomieniówki. Każdy kocioł posiada dwa niezależne ciągi spalin począwszy od paleniska, a skończywszy na wlotach do ekonomizera. W celu podniesienia sprawności, na wylotach spalin z kotła zabudowany został podgrzewacz wody – ekonomizer. Kocioł wyposażony jest w dwa palniki zabudowane na zewnątrz płomienic, a każdy palnik będzie posiadał swój wentylator powietrza spalania, pobieranego z wewnątrz hali kotłowni.

Blok gazowy kogeneracyjny BGK składa się z dwóch głównych części, powiązanych ze sobą technologicznie, którymi są Turbozespół Gazowy Kawasaki GPB80D oraz kocioł odzysknicowy Tecnoterm RE-BAS 16.
Podstawowym elementem turbozespołu gazowego jest wysokowydajna turbina gazowa, zaprojektowana specjalnie do pracy ciągłej, w prostym cyklu otwartym. W instalacji przewidziano suche, niskoemisyjne palniki „dry low NOx" (DLN). Cały układ wyposażony jest w sześć komór spalania, z których dwie posiadają świecę zapalającą mieszankę paliwowo-powietrzną podczas rozruchu. Po tej czynności spalanie przebiega w sposób ciągły, a płomień przenoszony jest do sąsiednich komór poprzez połączenie rurowe. Każda komora spalania posiada układ dysz paliwowych, poprzez które można uzyskać różne warunki obciążenia turbiny gazowej przy optymalnej emisji spalin. Kanał przejściowy komory spalania kieruje gorące, wysokociśnieniowe gazy spalinowe do stopni turbiny. Energia czynnika gazowego zamieniana jest w stopniach osiowych turbiny na moment obrotowy. Przekładnia redukcyjna zmniejsza prędkość obrotową wału turbiny gazowej do prędkości wymaganej dla generatora. Generator jest połączony z przekładnią i turbiną gazową poprzez sprzęgło i przetwarza energię mechaniczną ruchu obrotowego na energię elektryczną.
Po opuszczeniu turbiny gazowej spaliny mają znacznie niższe ciśnienie i temperaturę. Dyfuzor wylotowy spowalnia przepływ spalin, które następnie wyprowadzane są z turbiny gazowej przez kompensator i przez rurę wylotową do kotła odzysknicowego. Kocioł składa się z trzech części: kanału wlotowego, dwustopniowego wymiennika woda-spaliny oraz kanału wylotowego. Kanały wlotowy i wylotowy służą do odpowiedniego ukierunkowania przepływu spalin i ponadto są wyposażone w kompensatory w celu pochłaniania przemieszczeń termicznych kotła w miejscach przyłącza kotła, wytworzonych poprzez wysoką temperaturę spalin. Główna część kotła czyli dwustopniowy wymiennik woda-spaliny składa się z wiązek poziomych ożebrowanych rur wykonanych ze stali węglowej, aby uzyskać lepszą wydajność pod względem wymiany ciepła. Zewnętrzne powierzchnie kotła są izolowane, a grubość izolacji została dobrana odpowiednio do warunków pracy kotła. Wymiennik ciepła posadowiony jest na konstrukcji wsporczej, co umożliwia jego odpowiednią rozszerzalność cieplną i dystrybucje ciężaru równo na cały fundament.

1.2. Wyprowadzanie spalin

Spaliny powstające w procesie spalania węgla kamiennego, biomasy i gazu ziemnego w ww. kotłach są odprowadzane do powietrza w sposób zorganizowany za pomocą emitorów w następującym układzie:

E-2 emitor (żelbetowy)
Podłączone kotły - WR-25 nr 1,2,4 i 5 oraz OR50-N
Wysokość H= 114 m,
Średnica wylotowa de= 2,8 m,
Współrzędne punktu emisji - szerokość: 50° 53' 45", długość: 20° 36' 44",
Temperatura spalin - 438 K,
Nominalna moc cieplna emitora – 14,9 MW + 14,9 MW +14,9 MW +14,9 MW + 48MW.

Kotły WR-25 kocioł OR50-N nie podlegają pod „zasady łączenia", o których mowa w art. 157a ust. 2 ustawy Prawo ochrony środowiska, w związku z czym stanowią one osobne, średnie źródła spalania (tzw. MCP).

E-3 emitor (stalowy o podwyższonej odporności)
Podłączony kocioł OS20
Wysokość H= 80m,
Średnica wylotowa de = 1,3 m,
Współrzędne punktu emisji - szerokość: 50° 53' 46", długość: 20° 36' 46"
Temperatura spalin - 413-423 K,
Nominalna moc cieplna emitora - 20 MW.

E-4 emitor (stalowy):
Podłączone kotły – KOG-32 nr 1 i 2 (oddzielne przewody)
Wysokość H = 35 m,
Średnica wylotowa de = 1,3 m,
Współrzędne punktu emisji – szerokość: 50°53'55'', długość: 20°36'55'',
Temperatura spalin – 361 K,
Nominalna moc cieplna emitora – 67,4 MW.

E-5 emitor (stalowy):
Podłączone kotły – KOG-32 nr 3, 4 i 5 (oddzielne przewody)
Wysokość H = 35 m,
Średnica wylotowa de = 1,3 m,
Współrzędne punktu emisji – szerokość: 50°53'55'', długość: 20°36'54'',
Temperatura spalin – 361 K,
Nominalna moc cieplna emitora – 101,1 MW.

E-6 emitor (stalowy):
Podłączone źródło – BGK
Wysokość H = 40 m,
Średnica wylotowa de = 2,0 m,
Współrzędne punktu emisji – szerokość: 50°53'55", długość: 20°36'53",
Temperatura spalin – 349 K,
Nominalna moc cieplna emitora – 25 MW.

1.3. Rodzaj i ilość wykorzystywanych paliw

Tabela 2 Rodzaj i ilość wykorzystywanych paliw

Kocioł	Paliwo	Jednostka	Maksymalne zużycia paliwa
Kocioł OR50-N	Węgiel kamienny	Mg/rok	38 000
Kocioł OS20	biomasa		75 000
Kotły WR-25 Nr 1, 2, 4 i 5	Węgiel kamienny		26 000
Kotły KOG-32 nr 1-5	gaz ziemny	mln Nm^3/rok	27
BGK	gaz ziemny		19

2. Gospodarka wodno-ściekowa

2.1. Gospodarka wodna

Z instalacją spalania paliw powiązana jest technologicznie instalacja zaopatrzenia w wodę do celów procesowych.

PGE Energia Ciepła S.A. z siedzibą w Warszawie, ul. Złota 59, 00-120 Warszawa, na terenie Oddziału Elektrociepłownia w Kielcach, nie posiada własnych ujęć wody. Pobór wody odbywa się z sieci Wodociągów Kieleckich Sp. z o.o. – przyłączami: DN 150/110 i DN 400/250 oraz z sieci wodociągowej należącej do Zakładów Urządzeń Chemicznych i Armatury Przemysłowej „Chemar" S.A. w Kielcach - przyłączem DN 110. Wewnętrzny system wodociągowy Elektrociepłowni składa się z dwóch rozdzielczych sieci wodociągowych: sieci wody pitnej oraz sieci wody ppoż. i technologicznej. Woda z sieci wody pitnej wykorzystywana jest m.in. na potrzeby socjalno-bytowe i technologiczne (w tym m.in. w układach chłodzenia oraz do przygotowania wody uzdatnionej dla potrzeb produkcji energii cieplnej i elektrycznej). System wodociągowy wody ppoż. i technologicznej zasilany jest wodą nadosadową ze znajdującego się na terenie PGE Energia Ciepła S.A. z siedzibą w Warszawie, Oddział Elektrociepłownia w Kielcach, składowiska odpadów paleniskowych „Gruchawka". Woda z tego systemu wykorzystywana jest m.in. do gaszenia żużla w odżużlaczach kotłów WR-25 oraz do celów zmywnych we wszystkich obiektach technologicznych na terenie Oddziału Elektrociepłowni w Kielcach.

Ilość wykorzystywanej wody wynosi 259 000 m^3/rok, w tym 24 000 m^3/rok na cele socjalno

- bytowe i 235 000 m^3/rok na cele technologiczne.

Na terenie PGE Energia Ciepła S.A. z siedzibą w Warszawie, Oddział Elektrociepłownia w Kielcach woda z sieci wody pitnej wykorzystywana jest w następujących układach chłodzenia:

1) układ chłodzenia Pompowni Sieciowej - jest układem zamkniętym bez strat wody. Chłodzenie następuje poprzez wymiennik wentylatorowy. Chłodzone są dławice pomp sieciowych.
2) układ chłodzenia kotła OR50-N (blok nr 1) - jest układem otwartym ze stratami wody. Zadaniem instalacji chłodniczej jest odebranie ciepła zakumulowanego w układzie wody chłodzącej urządzeń pomocniczych turbiny. Instalacja chłodnicza składa się zasadniczo z trzech podstawowych elementów takich jak: chłodnia wentylatorowa wraz z zbiornikiem ociekowym, pompownia z pompami głównymi oraz instalacja pomocnicza łączącą chłodnię z budynkiem maszynowni. Głównym urządzeniem wymiany ciepła systemu jest chłodnia wentylatorowa RCO 42SL.
3) układ chłodzenia kotła OS20 (blok nr 2) - jest układem otwartym ze stratami wody. Zadaniem instalacji chłodniczej jest doprowadzenie do kondensacji pary wodnej wychodzącej z turbiny i odebranie ciepła zawartego w kondensacie oraz ciepła zakumulowanego w układzie wody chłodzącej urządzenia pomocnicze turbiny oraz kondensatora.

Instalacja chłodnicza składa się z trzech podstawowych elementów:
- chłodni wentylatorowej wraz ze zbiornikiem ociekowym;
- budynku pompowni z pompami głównymi oraz instalacjami pomocniczymi;
- instalacji rurociągowej łączącej pompownię i chłodnię z budynkiem maszynowni oraz zamontowanym tam kondensatorem pary.

Głównym urządzeniem wymiany ciepła systemu chłodzenia jest chłodnia wentylatorowa MITA PMM B55.

PGE Energia Ciepła S.A. z siedzibą w Warszawie na terenie PGE Energia Ciepła S.A. Oddział Elektrociepłownia w Kielcach eksploatuje kotły wodne bez strat wody oraz kotły parowe. Woda dla potrzeb kotłów parowych, ze względu na wymagane parametry, jest uzdatniana na stacjach demineralizacji wody bloku nr 1 i nr 2. Woda zdemineralizowana wykorzystywana jest do uzupełniania strat w obiegu parowo - wodnym. Woda ze stacji demineralizacji odprowadzana jest do zbiorników wody zdemineralizowanej o pojemności 20 m^3, a następnie przetłaczana jest 2 pompami do stacji odgazowywania dla uzupełnienia strat w obiegu parowym kotłów OS20 i OR50-N. Woda ze zbiorników wykorzystywana jest również do napełniania kotłów.

Stacje Uzdatniania Wody (SUW):

Na terenie PGE Energia Ciepła S.A. Oddział Elektrociepłownia w Kielcach funkcjonują trzy stacje uzdatniania wody (SUW):

1) stacja nr 1 pracuje w oparciu o technologię membranową i obejmuje: obróbkę wstępną realizowaną na bazie filtrów multimedialnych wspomaganych koagulacją kontaktową oraz uzdatnianie podstawowe z zastosowaniem modułów odwróconej osmozy (RO). Uzdatniona

woda jest wykorzystywana dla potrzeb uzupełniania wody sieciowej. Wydajność nominalna netto instalacji Q = 25 m^3/h. Średnie rozbiory dobowe wahają się w zakresie od 75 do 100 m^3/d, tj. około 3-4 m^3/h.

2) stacja nr 2 o wydajności 3 m^3/h, wykonana została na potrzeby bloku nr 1, zlokalizowana jest w przybudówce maszynowni, podobnie jak pierwsza pracuje w oparciu o technologię membranową (odwrócona osmoza). Woda zdemineralizowana ze stacji oraz woda ze zbiornika o pojemności 20 m^3, wykorzystywana jest do pokrycia strat w obiegu parowo - wodnym kotła parowego OR-50 oraz do napełniania kotła. Ścieki z instalacji zmiękczania i odwróconej osmozy, w ilości maksymalnie 700 l/h odprowadzane są do zbiornika spustów i odwodnień, a następnie wykorzystywane są do uzupełniania strat w obiegu chłodzącym.
3) stacja nr 3 o wydajności 5,0 m^3/h, wykonana została na potrzeby obiegu parowo-wodnego bloku nr 2, zlokalizowana w pomieszczeniu po zdemontowanej stacji uzdatniania wody metodą jonitową. W jej skład wchodzą dwie odrębne instalacje:
   - instalacja demineralizacji służąca do przygotowania wody uzupełniającej obieg parowo-wodny kotła OS-20 i nowej turbiny o wydajności 5,0 m^3/h,
   - instalacja zmiękczania do przygotowania wody uzupełniającej obieg chłodzący o wydajności 35,0 m^3/h.

Surowcem wejściowym w obydwóch instalacjach jest woda pitna z Wodociągów Kieleckich Sp. z o.o. i woda z ujęcia ZUChiAP „Chemar" S.A. w Kielcach.

2.2. Gospodarka ściekowa

W wyniku eksploatacji instalacji spalania paliw zlokalizowanej na terenie PGE Energia Ciepła S.A. Oddział Elektrociepłownia w Kielcach wytwarzane są ścieki przemysłowe, tj. ścieki:

- ze stacji uzdatniania wody,
- zmywne z kotłowni, nawęglania i rejonu urządzeń odpylających,
- z gospodarki transportowej,
- z mycia urządzeń stacji uzdatniania wody,
- odprowadzania skroplin z komina,
- z czynności porządkowych terenu instalacji,
- z bloku gazowo-kogeneracyjnego (BGK),
- z kotłów parowych (OR50-N i OS-20) - odsoliny,
- z maszynowni (turbozespół ciepłowniczy i upustowo - kondensacyjny),
- z chłodni wentylatorowej (odsoliny).

Ścieki przemysłowe krążą w obiegu zamkniętym i tym samym nie są wprowadzane do wód lub ziemi. Ścieki technologiczne kierowane są na zakładową oczyszczalnię ścieków przemysłowo-deszczowych (z wyjątkiem ścieków ze stacji demineralizacji - ok. 0,7 m^3/h oraz wszystkich spustów z rurociągów wodnych, które odprowadzane są do zbiornika spustów i odwodnień w maszynowni, skąd kierowane są do uzupełnienia strat w obiegu chłodzącym). Ścieki przemysłowo-deszczowe z oczyszczalni ścieków przemysłowo-deszczowych

rurociągiem hydrotransportu kierowane są na składowisko Gruchawka. Następnie, w zależności potrzeby, woda ze składowiska wykorzystywana jest do napełniania zbiorników p.poż.

Ilość ścieków przemysłowych wprowadzanych do własnych urządzeń kanalizacyjnych przyjęto na poziomie ok. 45 % całkowitej ilości wody pobranej na cele technologiczne, co odpowiada 105 750 m^3 ścieków przemysłowych.

Stan i skład ścieków przemysłowych:
- siarczany ≤ 500 mgSO_4/l,
- chlorki ≤ 1000 mg Cl/l,
- sód ≤ 800 mg Na/l,
- zawiesina ogólna ≤ 35 mg/l.

3. Gospodarka odpadami

W wyniku działalności PGE Energia Ciepła S.A. Oddział Elektrociepłownia w Kielcach wytwarzane są następujące rodzaje odpadów:
- odpady produkcyjne, wytwarzane w związku z energetycznym spalaniem węgla kamiennego i biomasy,
- odpady wytwarzane w związku z pracami remontowymi,
- inne odpady związane z prowadzoną działalnością.

Odpady wytwarzane w związku z produkcją ciepła i energii elektrycznej, będące produktem spalania węgla i biomasy, stanowią w PGE Energia Ciepła S.A. Oddział Elektrociepłownia w Kielcach ponad 90 % całości wytwarzanych odpadów. Odpady te kierowane są na plac magazynowy żużla i popiołu, skąd przekazywane są odbiorcom zewnętrznym, posiadającym stosowne uprawnienia z zakresu gospodarki odpadami.

4. Źródła hałasu

PGE Energia Ciepła S.A. Oddział Elektrociepłownia w Kielcach jest zakładem pracującym całodobowo. Poziom hałasu emitowanego do środowiska jest ściśle uzależniony od ilości równocześnie pracujących źródeł hałasu.

Źródła hałasu na terenie Zakładu podzielono na trzy kategorie:
- źródła „punktowe" emitujące hałas bezpośrednio do środowiska (zainstalowane na zewnątrz budynków),
- źródła „kubaturowe" - hałas urządzeń zainstalowanych wewnątrz budynków emitowany do środowiska poprzez powierzchnie ograniczające obiekty (ściany, okna, drzwi, otwory wentylacyjne),
- źródła „ruchome" - hałas urządzeń związanych z transportem samochodowym, kolejowym oraz pracą urządzeń na składowiskach węgla i biomasy.

Tabela 3. Zestawienie źródeł „punktowych" emisji hałasu w warunkach normalnej pracy Zakładu

Nazwa źródła hałasu	Ilość [szt.]	Równoważny poziom mocy akustycznej A. Lwa i czas pracy urządzenia t_o w czasie odniesienia	
		Pora dnia T = 480 min.	Pora nocy T = 60 min.
Wentylator spalin kotła biomasowego 0S20	1	t_o = 480 min L_{WA} = 90 dB(A)	t_o = 60 min L_{WA} = 90 dB(A)
Wentylator recyrkulacji spalin kotła biomasowego 0S20	1	t_o = 480 min L_{WA} = 90 dB(A)	t_o = 60 min L_{WA} = 90 dB(A)
Wentylator ciągu kotła WR-25 nr 1 i 2	2	t_o = 480 min L_{WA} = 90 dB(A)	t_o = 60 min L_{WA} = 90 dB(A)
Chłodnia wentylatorowa	1	t_o = 480 min L_{WA} = 95 dB(A)	t_o = 60 min L_{WA} = 95 dB(A)
Wyładowarka wagonów kolejowych	1	t_o = 40 min L_{WA} = 81 dB(A)	t_o = - L_{WA} = -
Przenośnik taśmowy biomasy	2	t_o = 480 min L_{WA} = 85 dB(A)	t_o = 60 min L_{WA} = 85 dB(A)
Przenośniki taśmowe	1	t_o = 480 min L_{WA} = 82 dB(A)	t_o = 60 min L_{WA} = 82 dB(A)
Przesypy przy składowiskach węgla	1	t_o = 480 min L_{WA} =88 dB(A)	t_o = 60 min L_{WA} = 88 dB(A)
Wentylator wyciągowy spalin kotłów WR-25 nr 4 i 5	4	t_o = 480 min L_{WA} = 90 dB(A)	t_o = 60 min L_{WA} = 90 dB(A)
Wentylatory wyciągowe spalin OR50-N i OS20	2	t_o = 480 min L_{WA} = 93 dB(A)	t_o = 60 min L_{WA} = 93 dB(A)
Wylot komina E2	1	t_o = 480 min L_{WA} = 98 dB(A)	t_o = 60 min L_{WA} = 98 dB(A)
Wylot komina kotłowni gazowej (E4 i E5)	2	t_o = 480 min L_{WA} = 95 dB(A)	t_o = 480 min L_{WA} = 95 dB(A)
Wentylator dachowy	2	t_o = 480 min L_{WA} = 80 dB(A)	t_o = 480 min L_{WA} = 80 dB(A)
Wylot komina BGK	1	t_o = 480 min L_{WA} = 90 dB (A)	t_o = 60 min L_{WA} = 90 dB (A)
Czerpnia powietrza kontenera turbiny	1	t_o = 480 min L_{WA} = 85 dB (A)	t_o = 60 min L_{WA} = 85 dB (A)
Wyrzutnia powietrza kontenera turbiny	1	t_o = 480 min L_{WA} = 85 dB (A)	t_o = 60 min L_{WA} = 85 dB (A)
Chłodnia wentylatorowa turbiny	1	t_o = 480 min L_{WA} = 85 dB (A)	t_o = 60 min L_{WA} = 85 dB (A)
Chłodnia wentylatorowa SPG2	1	t_o = 480 min L_{WA} = 85 dB (A)	t_o = 60 min L_{WA} = 85 dB (A)
Transformator	1	t_o = 480 min L_{WA} = 85 dB (A)	t_o = 60 min L_{WA} = 85 dB (A)

Tabela 4. Zestawienie źródeł „kubaturowych" emisji hałasu w warunkach normalnej pracy Zakładu

Nazwa źródła hałasu	Równoważny poziom hałasu wewnątrz budynku w odległości 1 m od ściany zewnętrznej [dB]	
	Pora dnia T = 480 min.	Pora nocy T = 60 min.
Budynek kotła węglowego OR50-N	t_o = 480 min L_A = 85 dB(A)	t_o = 60 min L_A = 85 dB(A)
Budynek kotła biomasowego OS20	t_o = 480 min L_A = 85 dB(A)	t_o = 60 min L_A = 85 dB(A)
Budynek maszynowni OR50-N	t_o = 480 min L_A = 85 dB(A)	t_o = 60 min L_A = 85 dB(A)
Budynek maszynowni OS20	t_o = 480 min L_A = 85 dB(A)	t_o = 60 min L_A = 85 dB(A)
Budynek rębaka	t_o = 480 min L_A = 95 dB(A)	t_o = 60 min L_A = 95 dB(A)
Budynek zmiękczalni i trafo	t_o = 480 min L_A = 80 dB(A)	t_o = 60 min L_A = 80 dB(A)
Budynek kotłowni WR-25	t_o = 480 min L_A = 85 dB(A)	t_o = 60 min L_A = 85 dB(A)
Pompownia wody sieciowej	t_o = 480 min L_A = 90 dB(A)	t_o = 60 min L_A = 90 dB(A)
Budynek przesypu węgla	t_o = 480 min L_A = 85 dB(A)	t_o = 60 min L_A = 85 dB(A)
Budynek hydroforni	t_o = 480 min L_A = 94 dB(A)	t_o = 60 min L_A = 94 dB(A)
Pompownia bagrowa	t_o = 480 min L_A = 90 dB(A)	t_o = 60 min L_A = 90 dB(A)
Pompownia wody chłodzącej	t_o = 480 min L_A = 90 dB(A)	t_o = 60 min L_A = 90 dB(A)
Chłodnia wentylatorowa	t_o = 480 min L_A = 75 dB(A)	t_o = 60 min L_A = 75 dB(A)
Filtry workowe kotłów WR25 oraz OR50N i OS 20	t_o = 480 min L_A = 85 dB(A)	t_o = 60 min L_A = 85 dB(A)
Kotłownia gazowa	t_o = 480 min L_A = 85 dB(A)	t_o = 60 min L_A = 85 dB(A)
Budynek elektryczny	t_o = 480 min L_A = 85 dB(A)	t_o = 60 min L_A = 85 dB(A)
Stacja przygotowania gazu	t_o = 480 min L_A = 85 dB(A)	t_o = 60 min L_A = 85 dB(A)
Stacja pomiarowa gazu (PSG)	t_o = 480 min L_A = 85 dB(A)	t_o = 60 min L_A = 85 dB(A)
Kontener turbiny	t_0 = 480 min L_A = 85 dB (A)	t_0 = 60 min L_A = 85 dB (A)
Stacja przygotowania gazu 2	t_0 = 480 min L_A = 85 dB (A)	t_0 = 60 min L_A = 85 dB (A)
Kontener sprężarkowni i pompowni	t_0 = 480 min L_A = 85 dB (A)	t_0 = 60 min L_A = 85 dB (A)
Budynek elektryczny	t_0 = 480 min L_A = 85 dB (A)	t_0 = 60 min L_A = 85 dB (A)
Pompownia ppoż	t_0 = 480 min L_A = 85 dB (A)	t_0 = 60 min L_A = 85 dB (A)

Tabela 5. Zestawienie źródeł „ruchomych" emisji hałasu w warunkach normalnej pracy Zakładu

Nazwa źródła hałasu	Ilość (dzień/noc) szt.	Równoważny poziom mocy akustycznej A. L_{wa} i czas pracy urządzenia to w czasie odniesienia T	
		Pora dnia T = 480 min.	Pora nocy T = 60 min.
Ładowarki na składowiskach węgla i biomasy	2/0	t_o = 70 min L_{wA} = 89.6 dB(A)	t_o = - L_{wA} = -
Ładowarki na składowiskach węgla i biomasy	1/0	t_o = 70 min L_{wA} = 89.6 dB(A)	t_o = - L_{wA} = -
Spycharka na składowisku węgla	1/0	t_o = 220 min L_{wA} = 108.6 dB(A)	t_o = - L_{wA} = -
Samochody lekkie	100/0	t_o = 300 min L_{wA} = 92.7 dB(A)	t_o = - L_{wA} = -
Samochodów ciężkie (w tym z biomasą)	24/0	t_o = 100 min L_{wA} = 92.8 dB(A)	t_o = - L_{wA} = -
Pociągi z węglem	1/1	t_o = 5 min L_{wA} = 77.4 dB(A)	t_o = 5 min L_{wA} = 86.5 dB(A)

"

II. Punkt „II WARUNKI KORZYSTANIA ZE ŚRODOWISKA" otrzymuje brzmienie:

„II. WARUNKI KORZYSTANIA ZE ŚRODOWISKA

1. Wprowadzanie gazów i pyłów do powietrza

Głównym źródłem emisji zanieczyszczeń do powietrza na terenie PGE Energia Ciepła S.A. Oddział Elektrociepłownia w Kielcach jest instalacja spalania paliw, w skład której wchodzi:

- cztery kotły typu WR-25 o mocy cieplnej w paliwie wprowadzanym do kotła 14,9 MW każdy;
- jeden kocioł parowy typu OR50-N o mocy cieplnej w paliwie wprowadzanym do kotła – 48 MW, pracujący na turbozespół przeciwprężny o mocy 10,895 MWe, tzw. „blok węglowy" (blok nr 1),
- jeden kocioł parowy typu OS20 o mocy cieplnej w paliwie wprowadzanym do kotła - 20 MW, współpracujący z turbozespołem upustowo - kondensacyjnym 6,709 MWe, tzw. „blok biomasowy" (blok nr 2),
- pięć kotłów wodnych gazowych typu KOG-32 o mocy cieplnej w paliwie wprowadzanym do kotła – 33,7 MW każdy,
- blok gazowo-kogeneracyjny o mocy cieplnej wprowadzanej do palników – 25 MW, pracujących na turbinę gazową o mocy 8,8 MWe, tzw. BGK.

W ramach zapobiegania i ograniczania emisji zanieczyszczeń do powietrza:
- kotły WR-25 wyposażono multicyklony i filtry workowe,
- kocioł OR50-N wyposażono w urządzenia odpylające spaliny o skuteczności odpylania ok. 99% - urządzenie odpylające w postaci dwóch multicyklonów przelotowych MCP oraz pulsacyjnego filtra workowego,
- kocioł OS20 wyposażono w urządzenia odpylające spaliny o skuteczności odpylania ok. 99%, urządzenia odpylające w postaci cyklonów 2 x CE/S oraz modułowy filtr workowy,
- kotły KOG-32 wyposażono w palniki o niskiej emisji NOx (LNB) działające na zasadzie redukcji szczytowych temperatur płomienia oraz ekonomizery (podgrzewacze wody) zainstalowane na wylotach spalin z kotłów, podnoszące sprawności spalania, co zapewnia redukcję zużycia paliwa przy lepszych wartościach emisji spalin.
- BGK wyposażono w suche, niskoemisyjne palniki „dry low NOx" (DLN), a także szereg rozwiązań techniczno-konstrukcyjnych mających na celu optymalizację procesu spalania, a tym samym ograniczenie ilości powstających zanieczyszczeń. Etapowe sprężanie powietrza pozwala na kontrolę jego przepływu, odpowiedni układ dysz do komór spalania zapewnia optymalne warunki procesu spalania przy każdym obciążeniu, a odpowiedni dopływ paliwa reguluje prędkość i różne warunki obciążenia. Dodatkowo, kocioł odzysknicowy został

wyposażony w dwustopniowy wymiennik woda-spaliny, z wiązkami poziomych ożebrowanych rur ze stali węglowej, podwyższający wydajność wymiany ciepła.

1.1. Charakterystyka i parametry źródeł emisji

Tabela 6. Charakterystyka i parametry źródeł emisji z instalacji spalania paliw

Źródło emisji	Paliwo	Nominalna moc cieplna dostarczona w paliwie	Nominalna ilość spalin	Prędkość gazów odlotowych na wylocie z emitora	Emitor	Czas pracy	Parametry emitora		Temp. spalin
		[MW]	[Nm³/h]	[m/s]		[h/rok]	Wysokość h [m]	Średnica d [m]	[K]
BGK	gaz ziemny	25	84 000	8,7	E-6	8760	40	2	349
OR50-N	węgiel kamienny	48	66 600	18,0*	E-2	8760	114	2,8	438
WR-25 nr 1	węgiel kamienny	14,9	29 100			3820			
WR-25 nr 2	węgiel kamienny	14,9	29 100			3820			
WR-25 nr 4	węgiel kamienny	14,9	29 100			3820			
WR-25 nr 5	węgiel kamienny	14,9	29 100			3820			
OS-20	biomasa	20	45 720	18,1	E-3	8000	80	1,3	423
KOG-32 nr 1	gaz ziemny	33,7	35 700	11,5	E4	4340***	35	1,3**	361
KOG-32 nr 2	gaz ziemny	33,7	35 700	11,5		3200***			
KOG-32 nr 3	gaz ziemny	33,7	35 700	11,5	E5	1660***	35	1,3**	361
KOG-32 nr 4	gaz ziemny	33,7	35 700	11,5		460***			
KOG-32 nr 5	gaz ziemny	33,7	35 700	11,5		170***			

* - maksymalna prędkość wylotowa dla jednoczesnej pracy pięciu kotłów

** - wartość dla każdego przewodu

*** - w ciągu roku kotły KOG-32 mogą pracować zamiennie, w związku z czym czas pracy nie jest przyporządkowany do konkretnego kotła, jednak ich łączny czas pracy będzie zachowany dla każdego wariantu, w związku z czym nie zostanie przekroczona łączna emisja roczna z Kotłowni Gazowej.

1.2. Wielkość dopuszczalnej emisji w warunkach normalnego funkcjonowania instalacji, nie większa niż wynikająca z prawidłowej eksploatacji instalacji, dla poszczególnych wariantów funkcjonowania

1.2.1. Wielkość dopuszczalnej emisji z turbiny gazowej BGK (emitor E-6)

Dopuszczalne wielkości emisji zostały określone, z uwzględnieniem art. 157a ust. 2 pkt 2 Prawa ochrony środowiska (druga zasada łączenia), zgodnie z Decyzją Wykonawczą Komisji

(UE) 2021/2326 z dnia 30 listopada 2021 r. ustanawiającą konkluzje dotyczące najlepszych dostępnych technik (BAT) w odniesieniu do dużych obiektów energetycznego spalania zgodnie z dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE (Dz. Urz. UE L 469 z 30.12.2021, str. 1) oraz Załącznikiem nr 6 do rozporządzenia Ministra Klimatu z dnia 24 września 2020 r. sprawie standardów emisyjnych dla niektórych rodzajów instalacji, źródeł spalania paliw oraz urządzeń spalania lub współspalania odpadów.

Tabela 7. Dopuszczalne wielkości emisji zanieczyszczeń do powietrza z dużego źródła spalania - turbiny gazowej w obiegu otwartym (OCGT) opalanej paliwami gazowymi, z którego spaliny odprowadzane są emitorem E-6

Rodzaj zanieczyszczenia	Dopuszczalna wielkość emisji wynikająca z granicznych wielkości emisyjnych BAT-AELs, dla nowych źródeł spalających gaz ziemny *		Standard emisyjny ze spalania gazu ziemnego dla nowych źródeł **, [4]
	Średnia roczna[1]	Średnia dobowa[2]	
	mg/Nm ^{3}	mg/Nm ^{3}	mg/m^3_n
Dwutlenek siarki	-	-	12
Tlenki azotu	35	50	50
Tlenek węgla	40	-	100
Pył	-	-	5

* *stężenia wyrażonego jako masa wyemitowanej substancji w objętości spalin w następujących warunkach znormalizowanych: suchy gaz w temperaturze 273,15 K i pod ciśnieniem 101,3 kPa, przy zawartości 15% tlenu w gazach odlotowych*

** *Stężenie substancji w gazach odlotowych odniesione do warunków umownych tj. temperatury 273 K, ciśnienia 101,3 kPa i gazu suchego (zawartość pary wodnej nie większa niż 5 g/kg gazów odlotowych), w przeliczeniu na 15% O_2.*

[1] Średnia z okresu jednego roku obliczona dla ważnych średnich wartości godzinnych uzyskanych w wyniku ciągłych pomiarów

[2] Średnia z okresu 24 godzin obliczona dla ważnych średnich wartości godzinnych uzyskanych w wyniku ciągłych pomiarów

[3] BAT-AELs mają zastosowanie jedynie wówczas, gdy działanie DLN jest skuteczne (w trakcie eksploatacji instalacji w warunkach normalnych)

[4] standard emisyjny stosuje się wyłącznie przy obciążeniu większym niż 70%.

1.2.2. Wielkość dopuszczalnej emisji z kotłów WR-25 nr 1, 2, 4 i 5 oraz kotła OR50-N (emitor E-2)

Dopuszczalna wielkość emisji została określona zgodnie z rozporządzeniem Ministra Klimatu z dnia 24 września 2020 r. w sprawie standardów emisyjnych dla niektórych rodzajów instalacji, źródeł spalania paliw oraz urządzeń spalania lub współspalania odpadów (Dz. U. 2020 r. poz. 1860). Wartości standardów emisyjnych dla średnich źródeł spalania opalanych węglem kamiennym, ustalano w zależności od daty wydania pozwolenia na budowę

lub oddania do użytkowania i dla przedmiotowych źródeł zostały określone w następujących załącznikach ww. rozporządzenia:
- załącznik 2 – kotły WR-25 nr 1, 2, 4 i 5 jako źródła, dla których pozwolenie na budowę lub odpowiednik takiego pozwolenia, wydano przed dniem 1 lipca 1987 r.,
- załącznik 4 – kocioł OR50-N jako źródło oddane do użytkowania po dniu 27 listopada 2003 r.

Tabela 8. Dopuszczalne wielkości emisji zanieczyszczeń do powietrza ze źródeł opalanych węglem kamiennym, z których spaliny odprowadzane są wspólnym emitorem E2

Źródło	Stężenie substancji [mg/m_u^3]*		
	SO_2	NO_x	Pył
kotły WR-25 nr 1 i 2	do 31.12.2024 r. – **1500** od 01.01.2025 r. - **1100**	400	do 31.12.2024 r. – **100** od 01.01.2025 r. - **50**
kotły WR-25 nr 4 i 5**	do 31.12.2024 r. – **1500** od 01.01.2025 r. - **1100**	400	do 31.12.2029 r. – **100** od 01.01.2030 r. - **50**
kocioł OR50-N**	do 31.12.2024 r. – **1300** od 01.01.2025 r. do 31.12.2029 - **1100** od 01.01.2030 r. - **400**	400	do 31.12.2024 r. – **100** od 01.01.2025 r. - **30**

** - Stężenie substancji w gazach odlotowych odniesione do warunków umownych tj. temperatury 273 K, ciśnienia 101,3 kPa i gazu suchego (zawartość pary wodnej nie większa niż 5 g/kg gazów odlotowych), w przeliczeniu na 6% O_2.*
*** - źródła spalania paliw objęte derogacjami, o których mowa w art. 146j Poś.*

Warunki uznawania standardów emisyjnych za dotrzymane określa rozporządzenie wydane na podstawie art. 146 ust. 3 Poś.

Dla kotłów WR-25 nr 4 i nr 5 oraz kotła OR-50, we wskazanym w ustawie Poś terminie do dnia 1 stycznia 2024 r., PGE Energia Ciepła S.A z siedzibą w Warszawie, wykazała spełnienie poniższych warunków:
- źródło zostało oddane do użytkowania przed dniem 20 grudnia 2018 r., a w przypadku gdy pozwolenie na budowę źródła wydano przed dniem 19 grudnia 2017 r. - zostało oddane do użytkowania nie później niż w dniu 20 grudnia 2018 r.,
- nominalna moc cieplna źródła jest większa niż 5 MW i mniejsza niż 50 MW,
- co najmniej 50% produkcji ciepła użytkowego wytwarzanego w źródle, określone jako średnia krocząca z pięciu lat, stanowi ciepło dostarczone do publicznej sieci ciepłowniczej w postaci pary lub gorącej wody.

W związku z powyższym w okresie od dnia 1 stycznia 2025 r. do czasu spełniania ww. warunków, jednak nie dłużej niż do dnia 31 grudnia 2029 r., obowiązują określone w pozwoleniu zintegrowanym wielkości dopuszczalnej emisji tlenku azotu i dwutlenku azotu w przeliczeniu na dwutlenek azotu oraz pyłu, nie wyższe niż wielkości dopuszczalnej emisji tych substancji obowiązujące w dniu 31 grudnia 2024 r., a także wielkość dopuszczalnej emisji dwutlenku siarki nie wyższa niż wielkość dopuszczalnej emisji tej substancji obowiązująca w dniu 31 grudnia 2024 r. albo wartość 1100 mg/m^3_u.

1.2.3. Wielkość dopuszczalnej emisji z kotła OS - 20 (emitor E-3)

Dopuszczalna wielkość emisji została określona zgodnie z rozporządzeniem Ministra Klimatu z dnia 24 września 2020 r. sprawie standardów emisyjnych dla niektórych rodzajów instalacji, źródeł spalania paliw oraz urządzeń spalania lub współspalania odpadów (Dz. U. z 2020 r. poz. 1860). Wartości standardów emisyjnych dla średnich źródeł spalania opalanych biomasą, ustalano w zależności od daty wydania pozwolenia na budowę lub oddania do użytkowania i dla przedmiotowych źródeł zostały określone w załączniku nr. 4 do ww. rozporządzenia – kocioł OR50-N jako źródło oddane do użytkowania po dniu 27 listopada 2003 r.

Tabela 9. Dopuszczalne wielkości emisji zanieczyszczeń do powietrza ze źródeł opalanych biomasą, z których spaliny odprowadzane są wspólnym emitorem E3

Źródło	Stężenie substancji [mg/m_u^3]*		
	SO_2	NO_x	Pył
Kocioł OS-20	25**	400	do 31.12.2024 r. – 100 od 01.01.2025 r. - 50

* - *Stężenie substancji w gazach odlotowych odniesione do warunków umownych tj. temperatury 273 K, ciśnienia 101,3 kPa i gazu suchego (zawartość pary wodnej nie większa niż 5 g/kg gazów odlotowych), w przeliczeniu na 6% O_2.*

** - wielkość emisji zadeklarowana przez PGE Energia Ciepła S.A. z siedzibą w Warszawie, ul. Złota 59, 00-120 Warszawa

Warunki uznawania standardów emisyjnych za dotrzymane określa rozporządzenie wydane na podstawie art. 146 ust. 3 Poś.

1.2.4. Wielkość dopuszczalnej emisji z kotłów KOG-32 nr 1, 2, 3, 4 i 5 (emitory E-4 i E-5)

Dopuszczalne wielkości emisji zostały określone zgodnie z Decyzją Wykonawczą Komisji (UE) 2021/2326 z dnia 30 listopada 2021 r. ustanawiającą konkluzje dotyczące najlepszych dostępnych technik (BAT) w odniesieniu do dużych obiektów energetycznego spalania zgodnie z dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE (Dz. Urz. UE L 469 z 30.12.2021, str. 1) oraz Załącznikiem nr 6 do rozporządzenia Ministra Klimatu z dnia 24 września 2020 r. sprawie standardów emisyjnych dla niektórych rodzajów instalacji, źródeł spalania paliw oraz urządzeń spalania lub współspalania odpadów.

Tabela 10. Dopuszczalna wielkość emisji zanieczyszczeń do powietrza z dużego źródła spalania paliw gazowych (po uwzględnieniu art. 157a ust. 2 pkt 2 Poś), z którego spaliny odprowadzane są emitorami E4 i E5

Rodzaj substancji	Dopuszczalna emisja ze źródła spalania paliw o nominalnej mocy cieplnej dostarczonej w paliwie 168,4 MW (każdy przewód emitora E4 i E5)		
	Dopuszczalna wielkość emisji wynikająca z granicznych wielkości emisyjnych BAT-AELs, dla nowych źródeł spalających gaz ziemny mg/Nm^3*		Standard emisyjny ze spalania gazu ziemnego dla nowych źródeł mg/m_u^3**
	Średnia roczna 1)	Średnia dobowa 2)	
Dwutlenek siarki	-	-	35

Tlenki azotu	60	85	100
Tlenek węgla	15	-	100
Pył	-	-	5

* - Poziomy emisji do powietrza w odniesieniu do stężenia wyrażonego jako masa wyemitowanej substancji w objętości spalin w warunkach znormalizowanych: suchy gaz w temperaturze 273,15 K i pod ciśnieniem 101,3 kPa, , w przeliczeniu na 3% O_2.

** - Stężenie substancji w gazach odlotowych odniesione do warunków umownych tj. temperatury 273 K, ciśnienia 101,3 kPa i gazu suchego (zawartość pary wodnej nie większa niż 5 g/kg gazów odlotowych), w przeliczeniu na 3% O_2.

[1)] Średnia z okresu jednego roku obliczona dla ważnych średnich wartości godzinnych uzyskanych w wyniku ciągłych pomiarów

[2)] Średnia z okresu 24 godzin obliczona dla ważnych średnich wartości godzinnych uzyskanych w wyniku ciągłych pomiarów

1.3. Dopuszczalna wielkość emisji rocznej dla całej instalacji

Tabela 11. Dopuszczalna wielkość emisji rocznej dla całej instalacji

Rodzaj substancji	od 01.02.2024 r. do 31.12.2024 r.	od 01.01.2025 r. do 31.12.2030 r.*	od 01.01.2030 r.*
	[Mg/rok]	[Mg/rok]	[Mg/rok]
NOx	619,0	619	619
SO_2	1457	1162,5	754,13
Pył	148,4	96,6	85,5
CO*	34,9	34,9	34,9

* - *dopuszczalna emisja roczna dla CO dotyczy wyłącznie emisji pochodzącej ze spalania paliwa gazowego*

1.4. Usytuowanie stanowisk do pomiaru emisji zanieczyszczeń powietrza

Usytuowanie stanowisk do pomiaru emisji zrealizowano w następujący sposób:

- na emitorze E-2:
  - za kotłem OR50-N na wysokości ok. 2 m (punkt pomiarowy zainstalowany jest na kanale odprowadzającym spaliny do emitora),
  - za kotłami WR-25 nr 1, 2, 4 i 5 na wysokości ok. 2 m (punkty pomiarowe zainstalowane są na kanałach odprowadzających spaliny do emitora),
- na emitorze E-3 (kocioł OS20) na wysokości ok. 4 m (punkt pomiarowy zainstalowany jest na kanale odprowadzającym spaliny do emitora),

- na emitorach E-4 i E-5 (kotły KOG-32) – układ ciągłego pomiaru emisji spalin (CEMS) i króćce do pomiarów okresowych (dla każdego przewodu kominowego), znajdujące się na platformie pomiarowej na wysokości 15 m,
- na emitorze E-6 (BGK) – układ ciągłego pomiaru emisji spalin (CEMS) i króćce do pomiarów okresowych, znajdujące się na platformie pomiarowej komina, na wysokości 12,5 m.

1.5. Poziom sprawności energetycznej sprawności energetycznej (BAT-AEEL) w odniesieniu do spalania gazu ziemnego

Zgodnie z Decyzją Wykonawczą Komisji (UE) 2021/2326 z dnia 30 listopada 2021 r. ustanawiającą konkluzje dotyczące najlepszych dostępnych technik (BAT) w odniesieniu do dużych obiektów energetycznego spalania zgodnie z dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE (Dz. Urz. UE L 469 z 30.12.2021, str. 1) dla jednostki spalania paliw, tj. wszystkie kotły KOG-32 oraz BGK opalane gazem, wskaźnik jednostkowego zużycia paliwa netto wynosi od 78% do 95%.

2. Dopuszczalny poziom hałasu przenikającego z instalacji do środowiska

Dopuszczalny poziom hałasu wyrażony równoważnym poziomem dźwięku A (dB) przenikającym z instalacji do środowiska na tereny podlegające ochronie przed hałasem, tj.:

a) na tereny zabudowy mieszkaniowo-usługowej (tereny zlokalizowane na południe od Zakładu), wynosi:
   - w porze dziennej (od godz. 6^{00} do godz. 22^{00}) - 55 dB,
   - w porze nocnej (od godz. 22^{00} do godz. 6^{00}) - 45 dB;

b) na tereny zabudowy związanej ze stałym lub czasowym pobytem dzieci i młodzieży (teren Staropolskiej Szkoły Wyższej w Kielcach zlokalizowanej przy ul. Ponurego Piwnika 49 w Kielcach) wynosi:
   - w porze dziennej (od godz. 6^{00} do godz. 22^{00}) - 50 dB.

3. Gospodarka odpadami - Wytwarzanie i sposoby postępowania z odpadami

3.1. Wyszczególnienie rodzajów odpadów przewidzianych do wytwarzania, z uwzględnieniem ich podstawowego składu chemicznego i właściwości oraz określenie ilości odpadów poszczególnych rodzajów przewidzianych do wytwarzania w ciągu roku

Tabela 12. Rodzaje i ilości odpadów niebezpiecznych przewidzianych do wytwarzania z uwzględnieniem ich podstawowego składu chemicznego i właściwości

L.p.	Kod odpadu	Rodzaj odpadu	Podstawowy skład chemiczny i właściwości odpadów	Masa opadów [Mg/rok]
1.	13 01 13*	Inne oleje	Mieszanina węglowodorów alifatycznych C15 - C22,	1,50

		hydrauliczne	aromatycznych oraz różnych zanieczyszczeń. Zawierają w swoim składzie: wodę, zanieczyszczenia mechaniczne, związki różnych metali (np. baru, kadmu, cynku, magnezu, ołowiu, wapnia, wanadu, miedzi), związki: siarki, fosforu, arsenu powstające z dodatków uszlachetniających, produkty starzenia i rozkładu olejów. Stężenie zanieczyszczeń stałych wynosi od 0,1 % masy do 1 %. Zanieczyszczenia przepracowanych olejów zawierają od 65 do 87 % substancji organicznych i od 13 do 35 % związków nieorganicznych. Stan skupienia płynny. Zapach charakterystyczny dla węglowodorów. Nierozpuszczalny w wodzie, temp. zapłonu >210°C. Rozpuszczalne w większości rozpuszczalników organicznych. Właściwości: HP3 „łatwopalne", HP 4 „drażniące – działanie drażniące na skórę i powodujące uszkodzenie oczu", HP 6 „toksyczność ostra", HP14 „ekotoksyczne" określone w załączniku III do Rozporządzenia Komisji (UE) nr 1357/2014 z dnia 18 grudnia 2014 r.	
2.	13 02 08*	Inne oleje silnikowe, przekładniowe i smarowe		3,00
3.	13 03 08*	Syntetyczne oleje i ciecze stosowane jako elektroizolatory oraz nośniki ciepła inne niż wymienione w 13 03 01		1,50

Tabela 13. Rodzaje i ilości odpadów innych niż niebezpieczne przewidzianych do wytwarzania z uwzględnieniem ich podstawowego składu chemicznego i właściwości

L.p.	Kod odpadu	Rodzaj odpadu	Podstawowy skład chemiczny i właściwości odpadów	Masa opadów [Mg/rok]
1.	ex 10 01 01[1)]	Żużle	Podstawowymi składnikami odpadów są krzem jako SiO_2, glin jako Al_2O_3, żelazo jako Fe_2O_3. Poza głównymi składnikami w mniejszych ilościach występują także wapń jako CaO, potas jako K_2O, węglany jako CO_2, magnez jako MgO, sód jako Na_2O, mangan jako Mn_3O_4, tytan jako TiO_2, siarka jako SO_3 oraz fosfor jako P_2O_5. Odczyn zasadowy, konsystencja stała, kolor szary, bez wyczuwalnego zapachu. Zawartość suchej masy wynosi ok. 95%, z której 8% stanowi substancja organiczna. Odpady nie wykazują właściwości niebezpiecznych.	2 000,00
2.	10 01 03	Popioły lotne z torfu i drewna niepoddanego obróbce chemicznej	Podstawowymi składnikami odpadów są: SiO_2, Fe_2O_3, Al_2O_3, C_{org}. Odczyn zasadowy, konsystencja stała, kolor czarny, zapach wyczuwalny z bliskiej odległości. Zawartość suchej masy ok. 97%, z której ok. 37% stanowi substancja organiczna. Odpady nie wykazują właściwości niebezpiecznych.	1 000,00
3.	10 01 80	Mieszanki popiołowo – żużlowe z mokrego odprowadzania odpadów paleniskowych	Mieszanina wieloskładnikowa: SiO_2, Al_2O_3, Fe_2O_3, CaO, MgO, TiO_2 oraz śladowych ilości BaO, P_2O_5, Na_2O, K_2O, SO_3, Sr. Odczyn zasadowy, postać stała, kolor szary, bez wyczuwalnego zapachu. Odpady nie wykazują właściwości niebezpiecznych.	20 000,00

[1)] Poprzedzenie kodu odpadu literami „ex" oznacza, że kod z tym oznaczeniem obejmuje wyłącznie odpady określone w kolumnie trzeciej niniejszej tabeli, wyodrębnione z rodzaju

odpadu określonego w przepisach wydanych na podstawie ustawy o odpadach tj. katalogu odpadów.

3.2. Wskazanie sposobów zapobiegania powstawaniu odpadów lub ograniczania ilości odpadów i ich negatywnego oddziaływania na środowisko

W celu zapobiegania powstawaniu odpadów lub ograniczania ilości odpadów i ich negatywnego oddziaływania na środowisko:
- w procesie produkcyjnym wykorzystywane będzie paliwo o jak najlepszych parametrach,
- maszyny, urządzenia oraz instalacje technologiczne utrzymywane będą w należytym stanie,
- prace remontowe prowadzone będą w sposób prowadzący do racjonalnego wykorzystania surowców i materiałów.

3.3. Opis sposobu dalszego gospodarowania odpadami, z uwzględnieniem zbierania, transportu, odzysku i unieszkodliwiania odpadów, a także wskazanie miejsca, sposobu oraz rodzaju magazynowanych odpadów

W wyniku działalności PGE Energia Ciepła S.A. Oddział Elektrociepłownia w Kielcach wytwarzane są następujące rodzaje odpadów:
- odpady produkcyjne, wytwarzane w związku z energetycznym spalaniem węgla kamiennego i biomasy,
- odpady wytwarzane w związku z pracami remontowymi,
- inne odpady związane z prowadzoną działalnością.

Odpady wytwarzane w związku z produkcją ciepła i energii elektrycznej, będące produktem spalania węgla i biomasy, stanowią w PGE Energia Ciepła S.A. Oddział Elektrociepłownia w Kielcach ponad 90% całości wytwarzanych odpadów. Odpady te kierowane są na plac magazynowy żużla i popiołu, skąd przekazywane są podmiotom posiadającym stosowne uprawnienia z zakresu gospodarki odpadami.

Odpady w postaci żużli i popiołów z kotłów WR-25 oraz z kotła OS-20 kierowane są na plac magazynowania żużla i popiołu, znajdujący się pomiędzy budynkiem Centralnej Ciepłowni a placem składowym węgla dla Centralnej Ciepłowni.

Tabela 14. Rodzaje i ilości odpadów niebezpiecznych przewidzianych do wytwarzania z uwzględnieniem ich miejsca i sposobu ich magazynowania

L.p.	Kod odpadu	Rodzaj odpadu	Miejsce i sposób magazynowania odpadów
1.	13 01 13*	Inne oleje hydrauliczne	Odpady gromadzone selektywnie w metalowych beczkach o pojemności 180 i 200 l, znajdujących się w magazynie olejów przepracowanych, w wydzielonym miejscu przeznaczonym do magazynowania odpadów niebezpiecznych, tj. w budynku wolnostojącym, zlokalizowanym w sąsiedztwie magazynu materiałów łatwopalnych (Budynek Magazynowy nr 20).
2.	13 02 08*	Inne oleje silnikowe, przekładniowe i smarowe	
3.	13 03 08*	Syntetyczne oleje i ciecze stosowane jako elektroizolatory oraz nośniki ciepła inne niż wymienione w 13 03 01	

Tabela 15. Rodzaje i ilości odpadów innych niż niebezpieczne przewidzianych do wytwarzania z uwzględnieniem miejsca i sposobu ich magazynowania

L.p.	Kod odpadu	Rodzaj odpadu	Miejsce i sposób magazynowania odpadów
1.	ex 10 01 01	Żużle	Odpady czasowo gromadzone na wydzielonej części wybetonowanego placu tymczasowego gromadzenia popiołu i żużla z Centralnej Ciepłowni - plac pomiędzy budynkiem Centralnej Ciepłowni a placem składowym węgla dla Centralnej Ciepłowni.
2.	10 01 03	Popioły lotne z torfu i drewna niepoddanego obróbce chemicznej	Odpady gromadzone na wybetonowanym placu w wydzielonym miejscu na terenie zakładu - plac pomiędzy budynkiem Centralnej Ciepłowni a placem składowym węgla dla Centralnej Ciepłowni. Odpady gromadzone w workach typu big - bag.
3.	10 01 80	Mieszanki popiołowo - żużlowe z mokrego odprowadzania odpadów paleniskowych	Mieszanka popiołowo-żużlowa z kotłów Centralnej Ciepłowni jest czasowo gromadzona na wybetonowanym placu tymczasowego gromadzenia popiołu i żużla - plac pomiędzy budynkiem Centralnej Ciepłowni a placem składowym węgla dla Centralnej Ciepłowni.

3.4. Warunki przeciwpożarowe wynikające z operatu przeciwpożarowego, o którym mowa w art. 42 ust. 4b pkt 1 ustawy z dnia 14 grudnia 2012 r. o odpadach

W operacie przeciwpożarowym, uzgodnionym w formie postanowienia Komendanta Miejskiej Państwowej Straży Pożarnej w Kielcach, dla odpadów palnych o kodach 13 01 13*, 13 02 08*, 13 03 08* wytwarzanych w związku z eksploatacją instalacji spalania paliw, wyszczególnione zostały warunki ochrony przeciwpożarowej w odniesieniu do miejsca magazynowania tych odpadów, tj. Budynku Magazynowego Nr 20. Zgodnie z instrukcją bezpieczeństwa pożarowego jest to budynek wolnostojący, zlokalizowany w sąsiedztwie magazynu materiałów łatwopalnych. Obiekt wykonany jest w technologii tradycyjnej - ściany nośne murowane, dach lekki. Gęstość obciążenia ogniowego dla ww. budynku wynosi 500 MJ/m^2. Gęstość obciążenia ogniowego dla odpadów magazynowanych na powierzchni 51,04 m^2 wynosi 1234,32 MJ/m^2, natomiast dla całego budynku o powierzchni strefy pożarowej 270 m^2 wynosi 469,26 MJ/m^2. Budynek stanowi jedną strefę pożarową. Obiekt wyposażony jest w gaśnicę proszkową 6 kg ABC i 1 gaśnicę przenośną o skuteczności gaśniczej co najmniej 183B na każde 2,5 m^3 ciekłych odpadów palnych, spełniające wymagania Polskich Norm odpowiadającym normom europejskim, oraz 1 koc gaśniczy o wymiarach co najmniej 2 m x 3 m. Dla budynku, do celów przeciwpożarowych do zewnętrznego gaszenia pożaru, należy zapewnić dopływ 10 dm^3/s wody z co najmniej jednego hydrantu o średnicy 80 mm. W odległości 15 m od budynku znajduje się hydrant zewnętrzny. Do budynku nie jest wymagana droga pożarowa. Magazyn wyposażony jest w przeciwpożarowy wyłącznik prądu umieszczony na zewnątrz budynku."

III. Punkt „III. WARUNKI PROWADZENIA MONITORINGU EMISJI ORAZ KONTROLI EKSPLOATACJI INSTALACJI" otrzymuje brzmienie:

„III. WARUNKI PROWADZENIA MONITORINGU EMISJI ORAZ KONTROLI EKSPLOATACJI INSTALACJI

1. Zakres i sposób monitorowania procesów technologicznych, w tym pomiaru i ewidencjonowania wielkości emisji substancji lub energii do środowiska

1.1. Monitoring emisji gazów i pyłów do powietrza

Tabela 16. Zakres oraz minimalna częstotliwość monitorowania emisji do powietrza

Emitor	Źródła emisji	Rodzaj substancji	Rodzaj pomiaru (częstotliwość monitoringu)
E2	Kotły: OR-50-N WR-25 nr 1, 2, 4 i 5	Tlenki azotu (w przeliczenia na NO_2)	Dwa razy w roku*
		Dwutlenek siarki	
		Pył ogółem	
E3	Kocioł: OS20	Tlenki azotu (w przeliczenia na NO_2)	Dwa razy w roku*
		Dwutlenek siarki	
		Pył ogółem	
E4	Kotły: KOG-32 nr 1 KOG-32 nr 2	Tlenki azotu (w przeliczenia na NO_2)	Pomiar ciągły
		Tlenek węgla	
		Dwutlenek siarki	Dwa razy w roku*
		Pył ogółem	
E5	Kotły: KOG-32 nr 3 KOG-32 nr 4 KOG-32 nr 5	Tlenki azotu (w przeliczenia na NO_2)**	Pomiar ciągły**
		Tlenek węgla**	
		Dwutlenek siarki	Dwa razy w roku*
		Pył ogółem	
E6	BGK	Tlenki azotu (w przeliczenia na NO_2)**	Pomiar ciągły**
		Tlenek węgla**	
		Dwutlenek siarki	Dwa razy w roku*
		Pył ogółem	

* - okresowe pomiary emisji do powietrza prowadzi się, co najmniej dwa razy w roku, raz w sezonie zimowym (październik–marzec) oraz raz w sezonie letnim (kwiecień–wrzesień), z tym że w przypadku źródła pracującego sezonowo w okresie nieprzekraczającym sześciu miesięcy pomiary emisji do powietrza prowadzi się raz w roku w okresie pracy źródła.

** - obowiązek wynikający z 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.

Pomiary dla wszystkich kotłów należy prowadzić zgodnie z wymaganiami określonymi w przepisach szczegółowych, wydanych na podstawie art. 148 ust. 1 Poś.

1.2. Monitoring emisji hałasu

Okresowe pomiary hałasu przenikającego z instalacji do środowiska na obszarach objętych ochroną przed hałasem w porze dziennej i nocnej prowadzi się zgodnie z wymaganiami w zakresie prowadzenia pomiarów wielkości emisji określonymi w przepisach szczegółowych wydanymi na podstawie art. 148 ust. 1 Poś.

Pomiary przeprowadzane będą w następujących punktach monitoringowych:

- pkt 1 – przy budynku mieszkalnym zlokalizowanym przy ul. Ponurego Piwnika 1,
- pkt 2 – przy budynku mieszkalnym zlokalizowanym przy ul. Ponurego Piwnika 27,

- pkt 3 – przy budynku szkoły zlokalizowanej przy ul. Ponurego Piwnika 49.

1.3. Zakres i sposób monitorowania pozostałych parametrów pracy instalacji oraz procesów technologicznych obiektu energetycznego spalania o nominalnej mocy 193,5 MW (turbina BGK oraz kotły KOG-32 nr 1, 2, 3, 4, 5) wynikające z Konkluzji dotyczących najlepszych dostępnych technik (BAT) w odniesieniu do dużych obiektów energetycznego spalania

1.3.1. Określanie jednostkowego zużycia paliwa netto

Należy określić całkowite zużycie paliwa netto poprzez przeprowadzenie badania efektywności przy pełnym obciążeniu, zgodnie z normami EN, po oddaniu jednostki do eksploatacji i po każdej modyfikacji, która mogłaby znacząco wpłynąć na jednostkowe zużycie paliwa netto. Jeżeli normy EN są niedostępne, w ramach BAT należy stosować normy ISO, normy krajowe lub inne międzynarodowe normy zapewniające uzyskanie danych o równoważnej jakości naukowej. Ciągły pomiar zawartości pary wodnej w spalinach nie jest konieczny, jeżeli próbka spalin jest osuszona przed analizą.

1.3.2. Kontrola jakości wykorzystywanych paliw

W odniesieniu do dużych obiektów energetycznego spalania, należy zapewnić kontrolę jakości wszystkich wykorzystywanych paliw. W tym celu należy prowadzić:

- wstępną pełną charakterystykę stosowanego paliwa, w tym co najmniej parametry wymienione poniżej oraz zgodnie z normami EN. Można stosować normy ISO, normy krajowe lub inne międzynarodowe normy, pod warunkiem, że zapewniają one dostarczenie danych o równoważnej jakości naukowej;
- regularne badania jakości paliwa w celu sprawdzenia, czy jest ono zgodne ze wstępną charakterystyką oraz ze specyfikacją konstrukcji obiektu. Częstotliwość badań w zakresie wskazane w poniższej tabeli oparte są na zmienności paliwa oraz ocenie znaczenia uwolnień zanieczyszczeń (np. stężenie w paliwie, zastosowany system oczyszczania spalin);
- późniejsze korekty parametrów regulacji obiektu, w zależności od potrzeb i wykonalności (np. włączenie charakterystyki i kontroli paliwa do zaawansowanego systemu kontroli).

Tabela 17. Charakterystyka stosowanego paliwa

Paliwo	**Substancje/parametry, będące przedmiotem charakterystyki**
Gaz ziemny	LHV
	CH_4, C_2H_6, C_3, C_{4+}, CO_2, N_2, liczba Wobbego.

Wstępna charakterystyka i regularne badania paliwa mogą być wykonywane przez operatora lub dostawcę paliwa. Jeżeli wykonywane są przez dostawcę, pełne wyniki są przekazywane operatorowi w formie specyfikacji produktu (paliwo) lub gwarancji dostawcy.

1.4. Monitorowanie emisji do powietrza podczas innych niż normalne warunki użytkowania

Emisje zanieczyszczeń do powietrza, podczas innych niż normalne warunki użytkowania instalacji spalania paliw winny być stale monitorowane przez system monitoringu spalin zainstalowany na kominach, w taki sam sposób jak podczas normalnego użytkowania instalacji.

2. Sposób i częstotliwość przekazywania informacji i danych w zakresie monitorowania środowiska oraz kontroli eksploatacji instalacji

Wyniki pomiarów prowadzonych w związku z eksploatacją instalacji lub urządzenia, które mają szczególne znaczenie dla zapewnienia systematycznej kontroli wielkości emisji lub innych warunków korzystania ze środowiska przekazuje się Marszałkowi Województwa Świętokrzyskiego oraz Świętokrzyskiemu Wojewódzkiemu Inspektorowi Ochrony Środowiska w Kielcach zgodnie z art. 149 Poś.

3. Zakres, sposób i termin przekazywania organowi właściwemu do wydania pozwolenia i wojewódzkiemu inspektorowi ochrony środowiska corocznej informacji pozwalającej na przeprowadzenie oceny zgodności z warunkami określonymi w pozwoleniu, w zakresie nieobjętym przepisami art. 149 Poś

3.1. Należy prowadzić rejestr zużycia surowców, materiałów i paliw wykorzystywanych w instalacji w ciągu roku. Rejestr zużycia surowców, materiałów i paliw należy przekazywać Marszałkowi Województwa Świętokrzyskiego oraz Świętokrzyskiemu Wojewódzkiemu Inspektorowi Ochrony Środowiska w Kielcach do końca pierwszego kwartału następującego po roku kalendarzowym, którego ten rejestr dotyczy.

3.2. Marszałkowi Województwa Świętokrzyskiego oraz Świętokrzyskiemu Wojewódzkiemu Inspektorowi Ochrony Środowiska w Kielcach, w terminie do końca pierwszego kwartału następującego po roku kalendarzowym, którego te informacje dotyczą, należy przedłożyć wyniki jakości gazu ziemnego, ze szczególnym uwzględnieniem tych parametrów, które mają wpływ na wielkość dopuszczalnej emisji lub zakres monitoringu."

IV. W punkcie „IV SPOSOBY ZAPOBIEGANIA I/LUB OGRANICZANIA ODDZIAŁYWANIA NA ŚRODOWISKO", ppkt 1.3 „Metody ochrony powietrza" otrzymuje brzmienie:

„1.3. Metody ochrony powietrza

Tabela 18. Funkcjonujące i planowane do uruchomienia urządzenia i instalacje ograniczające emisje do powierza

Urządzenia ograniczające emisję	Rozpoczęcie pracy urządzenia/instalacji	Skuteczność redukcji zanieczyszczeń
Multicyklony i filtry workowe kotłów WR-25 1, 2, 4 i 5	2019 r./2020 r.	99%
Multicyklony kotła OR50-N + filtr workowy	2021 r.	99%
Cyklon kotła OS20 + filtr workowy	2008 r.	99%

W celu zapobiegania emisjom do powietrza lub ich ograniczania, zastosowano instalacje ochrony powietrza ściśle dostosowane do potrzeb instalacji energetycznego spalania paliw zlokalizowanej na terenie PGE Energia Ciepła S.A. z siedzibą w Warszawie, ul. Złota 59, 00-120 Warszawa, Oddział Elektrociepłownia w Kielcach. Ponadto instalacje te są na bieżąco nadzorowane, monitorowane i utrzymywane w należytym stanie technicznym."

V. W punkcie „IV SPOSOBY ZAPOBIEGANIA I/LUB OGRANICZANIA ODDZIAŁYWANIA NA ŚRODOWISKO", po ppkt 1.6.7. „Metody zwiększenia sprawności energetycznej spalania" dodaje się kolejny podpunkt w brzmieniu:

„1.6.8. Spełnienie wymagań ochrony środowiska wynikających z najlepszej dostępnej techniki

Tabela 19. Spełnienie przez kotły gazowe KOG-32 nr 1 – nr 5 LCP wymagań wynikających z Decyzji Wykonawczej Komisji (UE) 2021/2326 ustanawiającej konkluzje dotyczące najlepszych dostępnych technik (BAT) w odniesieniu do dużych obiektów energetycznego spalania zgodnie z dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE

Wymagane wynikające z Konkluzji BAT	Spełnienie BAT
BAT 1 Aby poprawić ogólną efektywność środowiskową, w ramach BAT należy zapewniać wdrażanie i przestrzeganie systemu zarządzania środowiskowego.	Grupa Kapitałowa PGE wdrożyła System Zarządzania Środowiskowego wg normy ISO 14001. System ten obowiązuje w całej Grupie. PGE Energia Ciepła S.A. Oddział Elektrociepłownia w Kielcach posiada Certyfikat potwierdzający, że Zintegrowany System Zarządzania obejmujący System Zarządzania Środowiskowego, System Zarządzania Bezpieczeństwem i Higieną Pracy, System Zarządzania Bezpieczeństwem Informacji oraz System Zarządzania Jakością został oceniony i stwierdzono jego zgodność z wymaganiami : ISO 14001:2015, PN-ISO 45001:2018, PN-EN ISO/IEC 27001:2017, PN-EN ISO 9001:2015.
BAT 2 BAT mają na celu określenie sprawności elektrycznej netto lub jednostkowego zużycia paliwa netto lub sprawności mechanicznej netto zgazowania obiektów IGCC lub jednostek spalania paliw poprzez przeprowadzenie badania efektywności przy pełnym obciążeniu, zgodnie z normami EN, po oddaniu jednostki do użytkowania i po każdej	Jednostkowe zużycie paliwa netto w kotłowni gazowej (KG) zostanie zmierzone na etapie pomiarów odbiorowych i gwarancyjnych. Parametr sprawności będzie monitorowany i wykonawca będzie go musiał utrzymać na określonym, zagwarantowanym poziomie, zgodnie z BAT. Zasadniczo zapisy te są zawarte w parametrach gwarantowanych załączonych do umowy oraz wymogach ogólnych dokumentacji

modyfikacji, która mogłaby znacząco wpłynąć na sprawność elektryczną netto lub jednostkowe zużycie paliwa netto lub sprawność mechaniczną netto jednostki. Jeżeli normy EN nie są dostępne, w ramach BAT należy stosować normy ISO, normy krajowe lub inne międzynarodowe normy zapewniające uzyskanie danych o równorzędnej jakości naukowej.	przetargowej. Sprawność elektryczna netto dla BGK zostanie zmierzona na etapie pomiarów odbiorowych i gwarancyjnych. Parametr sprawności będzie monitorowany i wykonawca będzie go musiał utrzymać na określonym, zagwarantowanym poziomie, zgodnie z BAT. Zasadniczo zapisy te będą zawarte w parametrach gwarantowanych i wymogach ogólnych dokumentacji przetargowej. Na etapie eksploatacji, sprawność wytwarzania energii będzie monitorowanym parametrem technologicznym, pozwalającym na bieżąco weryfikować poprawność działania instalacji.
BAT 3 Celem BAT jest monitorowanie kluczowych parametrów procesu mających zastosowanie w przypadku emisji do powietrza i wody, łącznie z tymi podanymi poniżej.	W zakresie monitoringu do powietrza ciągły monitoring emisji (CEMS) będzie obejmował przewód kominowy odprowadzający gazy odlotowe z obiektu BGK oraz wszystkie przewody kominowe odprowadzające spaliny z KG. Monitorowanie kluczowych parametrów procesu KG do powietrza będzie odbywać się zgodnie z aktualnymi rozporządzeniami i normami.
Spaliny Przepływ - pomiary okresowe lub ciągłe.	Pomiary w ramach systemu ciągłego monitoringu (CEMS).
Spaliny Zawartość tlenu, temp i ciśnienie - pomiary okresowe lub ciągłe.	Pomiary w ramach systemu ciągłego monitoringu (CEMS).
Spaliny Zawartość pary wodnej (niekonieczny jeśli próbka jest suszona przed analizą).	W przypadku kotłów KOG-32, w przypadku gdy będzie to wymagane, pomiary będą prowadzone w ramach pomiarów sprawdzających (okresowych).
Ścieki z oczyszczania spalin Przepływ, pH i temperatura – pomiar ciągły.	Nie ma zastosowania – technologia nie wymaga oczyszczania spalin.
BAT 4 W ramach BAT należy monitorować emisje do powietrza co najmniej z podaną poniżej częstotliwością i zgodnie z normami EN. Jeżeli normy EN nie są dostępne, w ramach BAT należy stosować normy ISO, normy krajowe lub inne międzynarodowe normy zapewniające uzyskanie danych o równorzędnej jakości naukowej.	Przewiduje się automatyczny, ciągły monitoring spalin, rozbudowany w pełnym zakresie funkcjonalności, uwzględniając aktualne rozporządzenia i normy.
Substancja: NO_x, CO	Pomiar ciągły, zgodny z obowiązującymi normami EN
BAT 5 W ramach BAT należy monitorować emisje do wody z oczyszczania spalin co najmniej z podaną poniżej częstotliwością i zgodnie z normami EN. Jeżeli normy EN nie są dostępne, w ramach BAT należy stosować normy ISO, normy krajowe lub inne międzynarodowe normy zapewniające uzyskanie danych o równorzędnej jakości naukowej.	Nie ma zastosowania – technologia nie wymaga oczyszczania spalin.
BAT 6 W celu poprawy ogólnej efektywności środowiskowej obiektów energetycznego spalania oraz ograniczenia emisji CO i niespalonych substancji do powietrza w ramach BAT należy zapewnić optymalne spalanie i stosowanie odpowiedniej kombinacji technik podanych poniżej.	W celu zapewnienia optymalnego spalania stosowane są poniższe techniki:

Łączenie i mieszanie paliwa Zagwarantowanie stabilnych warunków spalania lub ograniczenia emisji zanieczyszczeń w wyniku mieszania tego samego rodzaju paliwa różnej jakości.	Paliwem będzie gaz ziemny wysokometanowy grupy E, o parametrach składu i fizykochemicznych, które określa dostawca (PSG Sp. z o. o.) jako wartości minimalne. Dzięki zastosowaniu stacji przygotowania gazu, do spalania będzie trafiać oczyszczone paliwo, o wymaganych parametrach zapewniające stabilne warunki spalania, w każdym zakresie obciążenia.
Konserwacja układu spalania Regularna planowana konserwacja zgodnie z zaleceniami dostawców.	Konserwacja kotłów gazowych oraz obiektu BGK będzie prowadzona regularnie, zgodnie z zaleceniami dostawców.
Zaawansowany system kontroli Użycie automatycznego systemu komputerowego do kontroli wydajności spalania oraz wspieranie zapobiegania emisjom lub ich redukcji. Obejmuje również stosowanie wysoce wydajnego monitorowania.	W Elektrociepłowni Kielce eksploatowane jest kilka systemów automatyki, m.in. system Valmet DNA, PRO-2000 oraz SCADA. Zakłada się modyfikacje, rozbudowę i dostosowanie istniejących systemów do instalacji kotłowni gazowej, co umożliwi kompleksową kontrolę warunków eksploatacji, zarówno nowych źródeł jak i całej Elektrociepłowni Kielce.
Dobra konstrukcja urządzeń do spalania Dobry projekt paleniska, komór spalania, palników i powiązanych urządzeń.	Kotły KOG-32 stanowią konstrukcje płomienicowo – płomieniówkowe, trzyciągowe, w których pierwszy ciąg stanowić będą dwie płomienice, będące komorą paleniskową, a drugi i trzeci ciąg stanowią płomieniówki. Cześć ciśnieniowa kotła jest konstrukcją całkowicie spawaną, a jej elementy są wykonane z rur i blach ze stali kotłowej. Każdy kocioł posiada dwa niezależne ciągi spalin począwszy od paleniska, a skończywszy na wlotach do ekonomizera. W celu podniesienia sprawności kotła, na wylotach spalin z kotła zabudowany został podgrzewacz wody – ekonomizer. Każdy kocioł KOG-32 wyposażony jest w dwa palniki zabudowane na zewnątrz płomienic. Zaproponowane rozwiązania konstrukcyjne spełnia najwyższe standardy stosowane w tego typu kotłach. W przypadku obiektu spalania paliw - BGK - turbina gazowa będzie posiadała komorę spalania z suchymi niskoemisyjnymi palnikami opalanymi gazem ziemnym („dry low NOX"), odpowiedni układ dysz, a w kotle odzysknicowym przewidziano dwustopniowy wymiennik woda-spaliny.
Dobór paliwa Wybór innego paliwa albo całkowite lub częściowe przejście na inne paliwo(-a) o lepszym profilu dla środowiska (np. o niskiej zawartości siarki lub rtęci) wśród dostępnych paliw, także w sytuacjach rozruchu lub gdy stosowane są paliwa alternatywne.	Stosowanie niskoemisyjnego paliwa - gaz ziemny wysokometanowy grupa E.
BAT 7 Aby ograniczyć emisję amoniaku do powietrza wiążącą się ze stosowaniem selektywnej redukcji katalitycznej (SCR) lub selektywnej niekatalitycznej redukcji (SNCR) w celu redukcji emisji NOX, techniką BAT jest zoptymalizowanie projektu lub pracy SCR lub SNCR (np. optymalizowanie udziału reagenta do zawartości NOX, homogeniczny rozkład reagenta i optymalny rozmiar kropel reagenta).	Nie ma zastosowania – technologia nie wymaga oczyszczania spalin.
BAT 8 W celu zapobiegania emisjom do powietrza lub ich	Kotłownia gazowa (kotły KOG-32) została zaprojektowania w sposób kompleksowy,

ograniczania w warunkach normalnej użytkowania w ramach BAT należy zapewnić – poprzez odpowiednie zaprojektowanie, eksploatację i konserwację, by systemy redukcji emisji były stosowane przy optymalnej wydajności i dostępności.	zapewniający spełnienie najwyższych standardów ochrony środowiska jako całości. Celem weryfikacji poprawności działania urządzeń, monitorowane są zarówno parametry technologiczne jak i wielkości emisji, zapewniając optymalną wydajność spalania, jednocześnie maksymalnie redukując ilość zanieczyszczeń powstających podczas procesu. Regularna konserwacja maksymalnie zmniejszy ryzyko wystąpienia awarii i usterek. W przypadku obiektu spalania BGK Projekt instalacji uwzględnia: suche, niskoemisyjne palniki, etapowe sprężanie powietrza, odpowiedni układ dysz do komór spalania, regulowany dopływ paliwa oraz dwustopniowy wymiennik woda-spaliny w kotle odzysknicowym. Wszystkie te rozwiązania będą wykorzystywane przy każdym obciążeniu w warunkach normalnej eksploatacji. Regularna konserwacja maksymalnie zmniejszy ryzyko wystąpienia awarii i usterek.
BAT 9 W celu poprawy ogólnej efektywności środowiskowej w obiektach spalania lub zgazowania oraz ograniczenia emisji do powietrza, w ramach BAT należy uwzględnić następujące elementy programów zapewniania jakości/kontroli jakości w odniesieniu do wszystkich wykorzystywanych paliw, jako część systemu zarządzania środowiskowego (zob. BAT 1):	Kontrola jakości paliwa będzie prowadzona w przewidywanym poniższym zakresie:
Wstępną pełną charakterystykę stosowanego paliwa, w tym co najmniej parametry wymienione poniżej oraz zgodnie z normami EN. Można stosować normy ISO, normy krajowe lub inne międzynarodowe normy, pod warunkiem że zapewniają one dostarczenie danych o równoważnej jakości naukowej;	Badania paliwa – gazu ziemnego będą realizowane w oparciu o normy ISO i normy krajowe. Mierzone będą następujące parametry: - LHV, - CH_4, C_2H_6, C_3, C_4+, CO_2, N_2, liczba Wobbego.
Regularne badania jakości paliwa w celu sprawdzenia, czy jest ono zgodne ze wstępną charakterystyką oraz ze specyfikacją konstrukcji obiektu.	Prowadzony będzie pomiar ciągły jakości gazu przez dostawcę (raport jakości gazu z chromatografu).
Późniejsze korekty parametrów regulacji obiektu, w zależności od potrzeb i wykonalności (np. włączenie charakterystyki i kontroli paliwa do zaawansowanego systemu kontroli.	Prowadzony będzie ciągły pomiar jakości gazu przez dostawcę.
BAT 10 Aby ograniczyć emisje do wody lub powietrza w warunkach innych niż normalne warunki użytkowania (OTNOC), w ramach BAT należy ustanowić i wdrożyć plan zarządzania, jako część systemu zarządzania środowiskowego (zob. BAT 1) – proporcjonalny do znaczenia potencjalnych uwolnień zanieczyszczeń – który obejmuje następujące elementy:	Nadzór nad urządzeniami pomiarowymi prowadzony będzie w ramach Zintegrowanego Systemu Zarządzania.
Właściwe zaprojektowanie systemów uznane za istotne w tworzeniu warunków innych niż normalne warunki użytkowania i które może mieć wpływ na emisje do powietrza, wody lub gleby (np. projekt pracy z niskimi obciążeniami polegający na zmniejszeniu minimum technicznego osiąganego przy rozruchach i wyłączeniach, przy którym możliwa jest stabilna praca w turbinach gazowych).	Dla kotłów KOG-32 ustalono minimalną wydajność, jednocześnie będąca wartością mocy progowej obciążenia. Dodatkowo, system zaprojektowano w sposób umożliwiający czasowe odstawienie kotła, usprawniając procesy rozruchu i wyłączenia. Dla obiektu energetycznego spalania BGK ustalono minimalną wydajność, jednocześnie będąca wartością mocy progowej obciążenia. Rozruch i wyłączenie

	instalacji nie wymaga zastosowania dodatkowych czynników mogących zawyżać emisję, która nie będzie wyższa od wartości, wynikających z nominalnego obciążenia kotłowni.
Ustanowienie i wdrożenie konkretnego planu profilaktycznej konserwacji dla tych odpowiednich systemów.	Wszystkie maszyny i urządzenia utrzymywane będą we właściwym stanie technicznym poprzez regularne prace konserwacyjne oraz przeglądy eksploatacyjne, zgodnie z instrukcjami producenta.
Przegląd i rejestrowanie emisji spowodowanych przez inne niż normalne warunki użytkowania i związane z nimi okoliczności oraz realizacja działań naprawczych, jeżeli okaże się to konieczne.	Ciągły monitoring będzie obejmował zarówno parametry technologiczne jak i wielkości emisji, pozwalając na niemal natychmiastowe wykrycie wszelkich awarii i usterek. Cała instalacja została zaprojektowana w sposób zapewniający wzajemne rezerwowanie się poszczególnych elementów, co pozwoli na bezzwłoczne wyłączenie wadliwego urządzenia, nie zakłócając przy tym pracy instalacji.
Okresową ocenę całościową emisji podczas innych niż normalne warunków użytkowania (np. częstotliwość wydarzeń, czas trwania, określenie/oszacowanie emisji) oraz w razie konieczności podjęcie działań naprawczych.	Regularne oceny wszystkich niepożądanych zdarzeń są oceniane w ramach Zintegrowanego Systemu Zarządzania, do którego są włączone KG (kotły KOG – 32) oraz zostanie włączony również BGK.
BAT 11 Celem BAT jest odpowiednie monitorowanie emisji do powietrza lub wody podczas innych niż normalne warunków użytkowania. Monitorowanie może być prowadzone na podstawie bezpośredniego pomiaru emisji lub poprzez monitorowanie parametrów zastępczych, jeśli ma ono równą lub lepszą jakość naukową niż bezpośredni pomiar emisji. Emisje podczas okresów rozruchu i wyłączenia mogą być oceniane na podstawie szczegółowych pomiarów emisji przeprowadzanych dla typowej procedury rozruchu/wyłączenia co najmniej raz do roku, a także za pomocą wyników pomiaru w celu oszacowania emisji dla każdego okresu rozruchu/wyłączenia w roku.	Ciągły monitoring będzie obejmował pomiary parametrów również podczas innych niż normalne warunki użytkowania. W przypadku okresowych pomiarów emisji nie przewiduje się procedury dla okresów rozruchu i wyłączenia, gdyż emisja nie będzie wyższa od wartości, wynikających z nominalnego obciążenia bloku, a wszelkie nieprawidłowości będzie można stwierdzić na podstawie ciągłego monitoringu parametrów technologicznych.
BAT 12 W celu zwiększenia sprawności energetycznej spalania, zgazowania lub jednostek IGCC użytkowanych ≥ 1 500 godz./rok, w ramach BAT należy stosować odpowiednią kombinację technik podanych poniżej.	Techniki przewidziane do stosowane w objętych Konkluzjami BAT źródłach. :
<u>Optymalizacja spalania</u> Optymalizacja spalania minimalizuje zawartość niespalonych substancji w spalinach i stałych pozostałościach po spalaniu.	W przypadku KG (kotły KOG – 32) zastosowano palniki o niskiej emisji NOx (LNB), które zostaną dobrane optymalnie i dopasowane do płomienicy, co zapewni optymalny przebieg procesu spalania oraz niskie wartości emisji. Ponadto, dla każdego kotła przewidziano zabudowanie podgrzewacza wody (ekonomizera) służącego do odbioru ciepła ze spalin i wstępnego podgrzewu wody grzewczej, co podwyższy sprawność cieplną kotła i jednoczesną redukcję zużycia paliwa przy lepszych wartościach emisji spalin. W przypadku BGK zastosowano suche, niskoemisyjne palniki, etapowe sprężanie powietrza, odpowiedni układ dysz do komór spalania, regulowany dopływ paliwa oraz dwustopniowy wymiennik woda-spaliny w kotle odzysknicowym.
<u>Optymalizacja parametrów czynnika roboczego</u>	Parametry czynnika roboczego będą kontrolowane

Funkcjonowanie przy najwyższym możliwym ciśnieniu i temperaturze gazowego lub parowego czynnika roboczego w ramach ograniczeń związanych z np. kontrolą emisji NO_X lub charakterystyką zapotrzebowania energii.	przez automatyczny układ sterowania procesem oraz nadzór eksploatacyjny i specjalistyczny. Zapewniony zostanie zatem optymalny dobór pod kątem uzyskiwania jak najwyższej sprawności w całym zakresie osiąganych obciążeń jednostki, co będzie skutkowało wyższymi średniorocznymi sprawnościami układu i finalnie przełoży się na redukcje emisji.
Minimalizacja zużycia energii Minimalizacja zużycia energii na potrzeby własne (np. większa sprawność pompy wody zasilającej).	W ramach KG (kotły KOG – 32) zainstalowano nowe urządzenia, w nowej technologii o wysokiej sprawności. W układzie każdego kotła są zabudowane pompy ekonomizera i podmieszania gorącego, zapewniając należytą integralność i optymalne parametry całego procesu. W przypadku BGK zostaną zainstalowane nowe urządzenia, w nowej technologii o wysokiej sprawności. W układzie każdego kotła zostaną zabudowane odpowiednio dobrane pompy, zapewniając należytą integralność i optymalne parametry całego procesu.
Zaawansowany system kontroli Użycie automatycznego systemu komputerowego do kontroli wydajności spalania oraz wspieranie zapobiegania emisjom lub ich redukcji. Obejmuje również stosowanie wysoce wydajnego monitorowania Elektroniczna kontrola głównych parametrów spalania umożliwia poprawę wydajności spalania.	Ciągły monitoring będzie obejmował zarówno parametry technologiczne jak i wielkości emisji, pozwalając na optymalizację procesu spalania przy zadanym obciążeniu.
Zaawansowane materiały o wysokiej wytrzymałości Udowodniono, że zastosowanie zaawansowanych materiałów o wysokiej wytrzymałości umożliwia osiągnięcie odporności na działanie wysokich temperatur i ciśnienie, a w ten sposób zwiększenie sprawności procesu wytwarzania pary/spalania.	W przypadku KG (kotły KOG – 32) cześć ciśnieniowa kotła jest konstrukcją całkowicie spawaną, a jej elementy będą wykonane z rur i blach ze stali kotłowej. Konstrukcja i materiały wykorzystywane do budowy elementów i obiektów towarzyszących są dostosowane do ich funkcji, z zastosowaniem aktualnych rozwiązań w dziedzinie energetyki. Konstrukcja i materiały wykorzystywane do budowy elementów i obiektów bloku BGK będą dostosowane do ich funkcji, z zastosowaniem aktualnych rozwiązań w dziedzinie energetyki.
BAT 13 Aby ograniczyć zużycie wody i ilość uwalnianych zanieczyszczonych ścieków, w ramach BAT należy stosować technikę: Uzdatnianie wody Pozostałe strumienie wód, w tym wód odpływowych z obiektu są ponownie wykorzystywane do innych celów. Stopień recyklingu jest ograniczony przez wymogi dotyczące jakości odbieranego strumienia wody oraz przez bilans wodny obiektu. Nie stosuje się do ścieków pochodzących z systemów chłodzenia w przypadku obecności chemikaliów do uzdatniania wody lub wysokich stężeń soli z wody morskiej.	Woda zdemineralizowana na potrzeby KG dostarczana będzie z istniejącej instalacji przygotowania wody. Zużycie wody związane jest głównie z uzupełnianiem strat w sieci ciepłowniczej i jest związane z pracą całej Elektrociepłowni Kielce, w związku z czym zarówno BGK jak KG nie powodują istotnych zmian w ogólnym zużyciu. Ścieki z tych stacji wykorzystywane są do uzupełnienia strat w obiegu chłodzącym. Zaproponowana technologia sama w sobie charakteryzuje się dużą hermetyzacją procesu i zastąpi lub ograniczy pracę źródeł węglowych, w związku z czym przyczyni się do ograniczenia strat wody w Elektrociepłowni Kielce.
BAT 14 Aby zapobiec zanieczyszczeniu niezanieczyszczonych strumieni ścieków i ograniczyć emisje do wody, w ramach	Wody opadowe i roztopowe poprzez separator substancji ropopochodnych będą trafiać do zakładowej kanalizacji ścieków przemysłowo-

BAT należy oddzielić strumienie ścieków i oczyszczać je osobno, w zależności od zawartości zanieczyszczeń. Strumienie ścieków, które są zazwyczaj rozdzielane i oczyszczane, obejmują wody z odpływu powierzchniowego, wodę chłodzącą i ścieki z oczyszczania spalin.	deszczowych. Kotłownia gazowa zostanie wpięta w istniejący obieg wody chłodzącej, która krąży w obiegu zamkniętym Elektrociepłowni Kielce. Zarówno kotłownia gazowa jak i BGK nie wymagają instalacji oczyszczania spalin.
BAT 15 Aby ograniczyć emisje do wody z oczyszczania spalin, w ramach BAT należy stosować odpowiednią kombinację technik podanych poniżej oraz techniki wtórne, możliwie jak najbliżej źródła w celu uniknięcia rozcieńczenia.	Nie ma zastosowania. Kotłownia gazowa oraz BGK nie wymagają instalacji oczyszczania spalin.
BAT 16 W celu ograniczenia ilości odpadów przesyłanych do unieszkodliwienia ze spalania lub procesu zgazowania i technik redukcji zanieczyszczeń, w ramach BAT należy zorganizować operacje w celu zmaksymalizowania, zgodnie z zasadą pierwszeństwa i z uwzględnieniem cyklu życia następujących elementów: a) zapobiegania powstawaniu odpadów, np. maksymalizacji udziału pozostałości, które powstają jako produkty uboczne; b) przygotowania odpadów do ponownego użycia, np. w zależności od konkretnych wymaganych kryteriów jakości; c) recyklingu odpadów; d) innych metod odzysku (np. odzysku energii); poprzez odpowiednią kombinację technik.	Nie ma zastosowania. Nie będą wytwarzane odpady ze spalania.
BAT 17 Aby ograniczyć emisje hałasu, w ramach BAT należy stosować jedną z poniższych technik lub ich kombinację.	Techniki stosowane w instalacjach:
Środki operacyjne Należą do nich: - udoskonalona kontrola i lepsze utrzymanie urządzeń, - w miarę możliwości, zamykanie drzwi i okien na terenach zamkniętych, - obsługa urządzeń przez doświadczony personel, - w miarę możliwości, unikanie przeprowadzania hałaśliwych działań w nocy, - zapewnienie ograniczenia emisji hałasu podczas czynności konserwacyjnych	Stosowane będą środki operacyjne takie jak: - systematyczna kontrola, naprawa i modernizacja urządzeń, - obsługa urządzeń przez doświadczony, odpowiednio przeszkolony personel, posiadający stosowne uprawnienia eksploatacyjne, - w miarę możliwości, czynności konserwacyjne będą prowadzone w porze dnia, a wykorzystywane urządzenia maszyny będą używane tylko w czasie niezbędnym do przeprowadzenia prac.
Mało hałaśliwy sprzęt Może to obejmować sprężarki, pompy i elementy wirujące	Wykorzystanie nowego sprzętu, o niskim poziomie hałasu, posiadających niezbędne atesty, o możliwie jak najniższych parametrach akustycznych.
Redukcja hałasu Rozchodzenie się hałasu można ograniczyć, umieszczając bariery między źródłem emisji a jej odbiorcą. Odpowiednimi barierami są na przykład chroniące przed hałasem ściany, wały i budynki	Większość hałaśliwych urządzeń została przewidziana wewnątrz budynków i obiektów, o odpowiedniej izolacyjności akustycznej ścian. Lokalizacja instalacji pozwala wykorzystać istniejące budynki Elektrociepłowni Kielce jako ekrany akustyczne.
Urządzenia do ograniczania emisji hałasu. Obejmuje to: - tłumiki, - izolację urządzeń, - obudowanie hałaśliwych urządzeń, - zastosowanie izolacji akustycznej budynków	W przypadki KG wentylatory powietrza spalania, znajdujące się wewnątrz hali kotłowni, dodatkowo są umieszczone w obudowach dźwiękochłonnych. Przewody spalinowe są zaizolowane wełną mineralną. W przypadku BGK Przewidziano następujące urządzenia do ograniczania emisji hałasu: - osłona akustyczna dla turbiny gazowej wraz z przekładnią, generatorem, sprzęgłem i układami pomocniczymi, - tłumiki akustyczne na wlocie i wylocie powietrza

	kontenera turbiny, - tłumik akustyczny w przewodzie kominowym oraz tłumik drgań na wylocie komina, - zaizolowanie przewodów spalinowych wełną mineralną.
Właściwe umiejscowienie wyposażenia i budynków Poziomy hałasu można ograniczyć, zwiększając odległość między źródłem emisji a odbiornikiem oraz wykorzystując budynki jako ekrany chroniące przed hałasem.	Obiekty zostały przewidziane w północnej części terenu Elektrociepłowni Kielce, w znacznej odległości od najbliższych terenów chronionych akustycznie, znajdujących się od strony południowej terenu zakładu. Większość istniejących budynków Elektrociepłowni Kielce będzie ekranowała hałas pochodzący z kotłowni gazowej oraz BGK.
BAT 40 W celu zwiększenia sprawności energetycznej spalania gazu ziemnego, w ramach BAT należy stosować odpowiednią kombinację technik podanych w BAT 12 oraz poniżej.	Stosowane będą techniki zwiększenia sprawności opisane w BAT 12.
Jednostkowe zużycie paliwa netto (%) Kocioł opalany gazem: 78-95% Sprawność elektryczna netto (%) Turbina gazowa w obiegu otwartym (OCGT) ≥ 50 MW: 36-41,5%	Kotły gazowe KOG-32 będą charakteryzować się wysoką sprawnością na poziomie min. 95%. Szacowane zużycie energii cieplnej na potrzeby własne wyniesie ok. 1,3 %. Jednostkowe zużycie paliwa netto szacuje się na poziomie ok. 93,8 %. Poziom sprawności energetycznej BAT-AEELs nie dotyczy BGK. Nominalna moc turbiny gazowej w obiegu otwartym (OCGT) < 50 MW.
BAT 41 Aby zapobiec emisjom NOx do powietrza ze spalania gazu ziemnego w kotłach lub je ograniczyć, w ramach BAT należy stosować jedną z poniższych technik lub ich kombinację.	W przypadku kotłów KOG-32 stosowane są poniższe techniki:
Stopniowe podawanie powietrza lub paliwa Stopniowe podawanie powietrza jest często powiązane z palnikami o niskiej emisji NO_x.	Automatyczny system podawania powietrza i paliwa.
Zaawansowany system kontroli Technika ta jest często stosowana w połączeniu z innymi technikami lub może być stosowana oddzielnie dla obiektów energetycznego spalania użytkowanych < 500 godz./rok.	Kontrola emisji spalin i automatyczny system kontroli spalania.
BAT 42 Aby zapobiec emisjom NO_X do powietrza ze spalania gazu ziemnego w turbinach gazowych lub je ograniczyć, w ramach BAT należy stosować jedną z poniższych technik lub ich kombinację.	Techniki przewidziane do stosowania w BGK:
Zaawansowany system kontroli Technika ta jest często stosowana w połączeniu z innymi technikami lub może być stosowana oddzielnie dla obiektów energetycznego spalania użytkowanych < 500 godz./rok	Kontrola emisji spalin (NO_X, CO) oraz kluczowych procesów odniesienia, obejmujący pomiary m.in: temperatury, ciśnienia prędkość przepływu oraz zawartości O_2 w spalinach.
Suche palniki o niskiej emisji NO_X (DLN))	Zastosowano.
BAT 43. Aby zapobiec emisjom NO_X do powietrza ze spalania gazu ziemnego w silnikach lub je ograniczyć, w ramach BAT należy stosować jedną z poniższych technik lub ich kombinację.	Nie ma zastosowania.

<table>
<tr><td>BAT 44
Aby zapobiec emisjom CO do powietrza ze spalania gazu ziemnego lub je ograniczyć, ramach BAT należy zagwarantować optymalne spalanie lub stosowanie utleniających katalizatorów.
Techniki redukcji emisji NO_X lub CO</td><td>Planowane są następujące techniki:</td></tr>
<tr><td></td><td>Zaawansowany system kontroli (BGK oraz kotły KOG-32)</td></tr>
<tr><td></td><td>Automatyczny system podawania powietrza</td></tr>
<tr><td></td><td>Palniki zostaną dobrane optymalnie i dopasowane do płomienicy, co zapewni optymalny przebieg procesu spalania oraz niskie wartości emisji.
Dla każdego kotła przewidziano zabudowanie podgrzewacza wody (ekonomizera) służącego do odbioru ciepła ze spalin i wstępnego podgrzewu wody grzewczej, co podwyższy sprawność cieplną kotła i jednoczesną redukcję zużycia paliwa przy lepszych wartościach emisji spalin.</td></tr>
<tr><td></td><td>Automatyczny system podawania paliwa (kotły KOG -32).</td></tr>
<tr><td></td><td>Palniki o niskiej emisji NO_X (LNB) –Kotły Kog-32.</td></tr>
<tr><td></td><td>Suche palniki o niskiej emisji NO_X (DLN) - BGK</td></tr>
<tr><td>Poziomy emisji powiązane z BAT (BAT-AELs) dla emisji NO_x do powietrza ze spalania gazu ziemnego w kotłach oraz turbiny gazowych w obiegu otwartym (OCGT).
<table>
<tr><th>Rodzaj obiektu energetycznego spalania</th><th colspan="4">BAT-AEL (mg/Nm^3)</th></tr>
<tr><th></th><th colspan="2">Średnia roczna</th><th colspan="2">Średnia dobowa lub średnia z okresu pobierania próbek</th></tr>
<tr><th></th><th>Nowy obiekt</th><th>Istniejący obiekt</th><th>Nowy obiekt</th><th>Istniejący obiekt</th></tr>
<tr><td>Kocioł</td><td>10–60</td><td>50–100</td><td>30–85</td><td>85–110</td></tr>
<tr><td>OCGT</td><td>15–35</td><td>15–50</td><td>25–50</td><td>< 25–55</td></tr>
</table></td><td>Zastosowana technologia gwarantuje dotrzymanie granicznych wielkości emisyjnych dla nowych obiektów.</td></tr>
<tr><td>Wskaźnikowo średni roczny poziom emisji CO ze spalania gazu ziemnego w kotłach i silnikach ogólnie będzie wynosić:
- 5–40 mg/Nm^3 dla istniejących kotłów eksploatowanych ≥ 1 500 godz./rok,
- 5–15 mg/Nm^3 dla nowych kotłów,
- 0–100 mg/Nm^3 dla istniejących silników użytkowanych ≥ 1 500 godz./rok i dla nowych silników

Wskaźnikowo średni roczny poziom emisji CO dla każdego rodzaju istniejącego obiektu energetycznego spalania użytkowanego ≥ 1 500 godz./rok lub dla każdego rodzaju nowego obiektu energetycznego spalania zasadniczo będzie następujący:
— Nowe OCGT ≥ 50 MW < 5–40 mg/Nm ^{3}. Dla obiektów o sprawności elektrycznej netto (EE) większej niż 39 %, można zastosować współczynnik korygujący do górnej granicy tego zakresu, odpowiadający: [górna granica] x EE/39, gdzie EE jest sprawnością elektryczną netto lub sprawnością mechaniczną netto obiektu określoną w warunkach obciążenia podstawowego według normy ISO.
— Istniejące OCGT ≥ 50 MW (z wyłączeniem turbin do napędów mechanicznych): < 5–40 mg/Nm ^{3}. Górna granica tego zakresu będzie zazwyczaj wynosić 80 mg/Nm^3 w przypadku istniejących obiektów energetycznego spalania, które nie mogą być wyposażone w techniki suchej redukcji NO_X, lub 50 mg/Nm 3 dla obiektów, które działają przy niskim obciążeniu.</td><td>Zastosowana technologia gwarantuje dotrzymanie poziomu emisji CO dla nowych kotłów.</td></tr>
</table>

— Nowe OCGT ≥ 50 MW < 5–30 mg/Nm ^{3}. Dla obiektów o sprawności elektrycznej netto (EE) większej niż 55 %, można zastosować współczynnik korygujący do górnej granicy zakresu, odpowiadający: [górna granica] x EE/55, gdzie EE jest sprawnością elektryczną netto obiektu określoną w warunkach obciążenia podstawowego według normy ISO. — Istniejące CCGT ≥ 50 MW: < 5–30 mg/Nm ^{3}. Górna granica tego zakresu będzie zazwyczaj wynosić 50 mg/Nm ^{3} dla obiektów, które działają przy niskim obciążeniu. — Istniejące turbiny gazowe ≥ 50 MW do stosowania w napędach mechanicznych: < 5–40 mg/Nm ^{3}. Górna granica zakresu będzie zazwyczaj wynosić 50 mg/Nm 3 dla obiektów działających przy niskim obciążeniu. W przypadku turbiny gazowej wyposażonej w palniki DLN te wskaźnikowe poziomy mają zastosowanie jedynie wówczas, gdy działanie DLN jest skuteczne	

„

VI. W punkcie „V. EKSPLOATACJA INSTALACJI W WARUNKACH ODBIEGAJĄCYCH OD NORMALNYCH", otrzymuje brzmienie:

„V. EKSPLOATACJA INSTALACJI W WARUNKACH ODBIEGAJĄCYCH OD NORMALNYCH

1. Określanie okresów rozruchu i wyłączenia dla obiektów energetycznego spalania wytwarzających energię cieplną

Koniec rozruchu kotła:

Zgodnie z Artykułem 7 decyzji wykonawczej Komisji z dnia 7 maja 2012 r. dotyczącej określania okresów rozruchu i wyłączania do celów dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE w sprawie emisji przemysłowych (Dz. Urz. UE L 123 z 09.05.2012, str. 44) określony został okres rozruchu z zastosowaniem wartości progowych obciążenia.

Za koniec rozruchu uznaje się moment, w którym obiekt osiąga minimalne obciążenie rozruchu dla stabilnego wytwarzania, a wytworzona energia cieplna może być bezpiecznie i niezawodnie dostarczana do sieci dystrybucji, akumulatora ciepła lub wykorzystywana bezpośrednio na lokalnym terenie przemysłowym.

Kotły WR-25 (nr 1, 2, 4, 5)

Wartość mocy progowej dla kotłów WR-25 wynosi 8,7 MW.

Kotły KOG-32 (nr 1, 2, 3, 4, 5)

Wartość mocy progowej dla kotłów KOG-32 wynosi 6 MW.

Wyłączenie kotła:

Zgodnie z Artykułem 7 ww. decyzji wykonawczej określony został początek okresu wyłączenia z zastosowaniem wartości progowych obciążenia.

Za początek okresu wyłączenia uznaje się osiągnięcie minimalnego obciążenia wyłączenia dla stabilnego wytwarzania, gdy energia cieplna nie może już być bezpiecznie i niezawodnie

dostarczana do sieci dystrybucji lub wykorzystywana bezpośrednio na lokalnym terenie przemysłowym.

Kotły WR-25 (nr 1, 2, 4, 5)

Wartość mocy progowej dla kotłów WR-25 wynosi 8,7 MW.

Kotły KOG-32 (nr 1, 2, 3, 4, 5)

Wartość mocy progowej dla kotłów KOG-32 wynosi 6 MW.

Zgodnie z Artykułem 5 decyzji wykonawczej Komisji z dnia 7 maja 2012 r. dotyczącej określania okresów rozruchu i wyłączania do celów dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE w sprawie emisji przemysłowych okresy rozruchu i wyłączenia obiektów energetycznego spalania składających się z dwóch lub więcej jednostek:

- obejmują wyłącznie okres rozruchu pierwszej jednostki spalania oraz okres wyłączenia ostatniej wyłączanej jednostki spalania – kotły WR-25,
- obejmują okresy rozruchu i wyłączenia poszczególnych jednostek, gdy są mierzone osobno dla każdej danej jednostki – kotły KOG-32.

2. Określanie okresów rozruchu i wyłączenia dla obiektów energetycznego spalania wytwarzających energię cieplną i elektryczną

2.1. Okresy rozruchu i wyłączenia obiektów energetycznego spalania: kotła OR50-N oraz kotła OS20

Zgodnie z Artykułem 8 decyzji wykonawczej Komisji z dnia 7 maja 2012 r. dotyczącej określania okresów rozruchu i wyłączania do celów dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE w sprawie emisji przemysłowych (Dz. Urz. UE L 123 z 09.05.2012, str. 44) w przypadku obiektów energetycznego spalania wytwarzających energię cieplną i energię elektryczną okresy rozruchu i wyłączenia określa się zgodnie z art. 6 i 7 tego rozporządzenia, biorąc pod uwagę zarówno wytworzoną energią elektryczną, jak i wytworzoną energię cieplną.

Według art. 6 ww. decyzji wykonawczej Komisji, w przypadku obiektów energetycznego spalania wytwarzających energię elektryczną lub energię mechaniczną za koniec okresu rozruchu uznaje się moment, w którym obiekt osiąga minimalne obciążenie rozruchu dla stabilnego wytwarzania. Jednocześnie też w myśl art. 7 tej decyzji wykonawczej Komisji, w przypadku obiektów energetycznego spalania wytwarzających energię cieplną za koniec okresu rozruchu uznaje się moment, w którym obiekt osiąga minimalne obciążenie rozruchu dla stabilnego wytwarzania, a wytworzona energia cieplna może być bezpiecznie i niezawodnie dostarczana do sieci dystrybucji.

Analogicznie zgodnie z art. 6 ww. decyzji wykonawczej Komisji, w przypadku obiektów energetycznego spalania wytwarzających energię elektryczną lub energię mechaniczną, za początek okresu wyłączenia uznaje się moment zakończenia dostarczania paliwa po osiągnięciu punktu minimalnego obciążenia wyłączenia dla stabilnego wytwarzania, od którego wytwarzana energia elektryczna nie jest już dostępna dla sieci lub od którego wytwarzana energia mechaniczna przestaje być użyteczna dla obciążenia mechanicznego. Jednocześnie też w myśl art. 7 tejże decyzji wykonawczej Komisji, za początek okresu wyłączenia uznaje się

osiągnięcie minimalnego obciążenia wyłączenia dla stabilnego wytwarzania, gdy energia cieplna nie może już być bezpiecznie i niezawodnie dostarczana do sieci.

Do celów określenia minimalnego obciążenia rozruchu i minimalnego obciążenia wyłączenia dla stabilnego wytwarzania ustala się co najmniej trzy kryteria, przy czym koniec okresu rozruchu lub początek okresu wyłączenia następuje po spełnieniu co najmniej dwóch z niżej wymienionych kryteriów.

Kryteria dla stabilnego wytwarzania dla kotła OR50-N oraz dla kotła OS20:
Kocioł OR50-N
- temperatura pary na wylocie z kotła 440°C,
- ciśnienie pary 47 bar,
- ilość pary na wylocie z kotła 13 t/h.

Kocioł OS20
- temperatura pary na wylocie z kotła 440°C,
- ciśnienie pary 47 bar,
- ilość pary na wylocie z kotła 13 t/h.

2.2. Okresy rozruchu i wyłączenia obiektu energetycznego spalania BGK:
Zgodnie z Artykułem 8 decyzji wykonawczej Komisji z dnia 7 maja 2012 r. dotyczącej określania okresów rozruchu i wyłączania do celów dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE w sprawie emisji przemysłowych, w przypadku obiektów energetycznego spalania wytwarzających energię cieplną i energię elektryczną okresy rozruchu i wyłączenia określa się zgodnie z art. 6 i 7 tej decyzji, biorąc pod uwagę zarówno wytworzoną energią elektryczną, jak i wytworzoną energię cieplną.
Wytwarzanie energii cieplnej w kotle odzysknicowym jest następstwem pracy turbiny gazowej w warunkach normalnej eksploatacji, a według art. 6 w przypadku obiektów energetycznego spalania wytwarzających energię elektryczną lub energię mechaniczną za koniec okres rozruchu uznaje się moment, w którym obiekt osiąga minimalne obciążenie rozruchu dla stabilnego wytwarzania. W przypadku BGK wartość progowa wynosi 70% nominalnego obciążenia.
Analogicznie do powyższego, za początek okresu wyłączenia uznaje się moment zakończenia dostarczania paliwa po osiągnięciu punktu minimalnego obciążenia wyłączenia dla stabilnego wytwarzania, od którego wytwarzana energia elektryczna nie jest już dostępna dla sieci lub od którego wytwarzana energia mechaniczna przestaje być użyteczna dla obciążenia mechanicznego. W przypadku BGK wartość progowa wynosi 70% nominalnego obciążenia."

VII. Pozostałe punkty decyzji Wojewody Świętokrzyskiego znak: ŚR.III.6618-8/05 z dnia 30 grudnia 2005 r. ze zm., pozostają bez zmian.

UZASADNIENIE

PGE Energia Ciepła S.A. z siedzibą w Warszawie, ul. Złota 59 w dniu 11 sierpnia 2023 r. wystąpiła do Marszałka Województwa Świętokrzyskiego z wnioskiem o zmianę decyzji Wojewody Świętokrzyskiego znak: ŚR.III.6618-8/05 z dnia 30 grudnia 2005 r. zmienioną decyzjami Marszałka Województwa Świętokrzyskiego znak: OWŚ.VII.7651-14/08 z dnia 18 grudnia 2008 r., znak: OWŚ.VII.7651-23/2011 z dnia 19 stycznia 2011 r., znak: OWŚ.VII.7222.9.2013 z dnia 11 lipca 2013 r., znak: OWŚ-VII.7222.49.2014 z dnia 21 stycznia 2015 r. znak: OWŚ-VII.7222.16.2014 z dnia 4 grudnia 2014 r., znak: OWŚ-VII.7222.20.2015 z dnia 30 grudnia 2015 r., znak: ŚO-II.7222.5.2020 z dnia 8 czerwca 2020 r. oraz znak: PK-II.7222.18.2022 z dnia 28 kwietnia 2023 r., udzielającej pozwolenia zintegrowanego na prowadzenie instalacji spalającej paliwa w celu wytwarzania energii elektrycznej i cieplnej zlokalizowanej w Kielcach przy ulicy Hubalczyków 30, 25-668 Kielce.

Przedmiotowa instalacja stanowi instalację mogącą powodować znaczne zanieczyszczenie poszczególnych elementów przyrodniczych albo środowiska jako całości zgodnie z ust 1 pkt 1 załącznika do rozporządzenia Ministra Środowiska z dnia 27 sierpnia 2014 r. w sprawie rodzajów instalacji mogących powodować znaczne zanieczyszczenie poszczególnych elementów przyrodniczych albo środowiska jako całości (Dz. U. 2014 r. poz. 1169). W związku z powyższym jej prowadzenie wymaga pozwolenia zintegrowanego.

Na podstawie § 2 ust. 1 pkt 3 rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 10 września 2019 r. w sprawie przedsięwzięć mogących znacząco oddziaływać na środowisko (Dz. U. z 2019 r. poz. 1839 ze zm.) ww. instalacja kwalifikowana jest jako przedsięwzięcie mogące zawsze znacząco oddziaływać na środowisko. W związku z powyższym, zgodnie z art. 378 ust. 2a pkt 2 ustawy z dnia 27 kwietnia 2001 r. Prawo ochrony środowiska (t.j. Dz. U. 2024 r. poz. 54) zwanej dalej Poś, organem właściwym do zmiany pozwolenia zintegrowanego dla ww. instalacji jest Marszałek Województwa Świętokrzyskiego.

Wnioskowane zmiany wynikają z konieczności uwzględnienia w posiadanym pozwoleniu zintegrowanym przebudowy instalacji energetycznego spalania zlokalizowanej w Kielcach przy ulicy Hubalczyków 30, 25-668 Kielce, polegającej na wyłączeniu z eksploatacji istniejącej jednostki węglowej (kotła WP-140) wraz z urządzeniami towarzyszącymi, oraz zainstalowaniu nowej jednostki opalanej gazem ziemnym, a mianowicie bloku gazowo-kogeneracyjnego BGK o nominalnej mocy cieplnej 25 MW, składającego się z dwóch głównych części, powiązanych ze sobą technologicznie, którymi są Turbozespół Gazowy Kawasaki GPB80D oraz kocioł odzysknicowy Tecnoterm RE-BAS 16. W wyniku wprowadzonych zmian, łączna nominalna moc cieplna w paliwie całej instalacji energetycznego spalania EC Kielce wyniesie 321,1 MW. Blok gazowo-kogeneracyjny BGK wraz z kotłownią gazową (5 kotłów KOG-32 o nominalnej mocy cieplnej 33,7 MW dla pojedynczego kotła KOG-32 i 168,5 MW dla całej kotłowni) stanowić będzie duży obiekt energetycznego spalania paliw, w związku z czym wchodzi w zakres działania 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 (Dz. Urz. UE L 469 z 30.12.2021, str. 1), zwanej dalej Konkluzjami BAT

LCP. Parametry techniczne pozostałych kotłów oraz instalacji powiązanych technologicznie nie ulegną zmianie.

Na podstawie zebranego materiału dowodowego, w oparciu o art. 214 ust. 3 Poś, tut. Organ uznał, że wnioskowana zmiana w instalacji nie stanowi istotnej zmiany instalacji w rozumieniu art. 3 pkt 7 Poś.

W wyniku analizy przedłożonej dokumentacji tut. Organ stwierdził, że Spółka winna złożyć wyjaśnienia do treści wniosku. W związku z powyższym Marszałek Województwa Świętokrzyskiego pismem znak: ŚO-II.7222.15.2023 z dnia 13 września 2023 r. zwrócił się do prowadzącego instalację o przedłożenie stosownych dokumentów i informacji. W odpowiedzi, Spółka pismem znak: L.dz./PGEEC0036152KW23/2023 z dnia 4 października 2023 r., złożyła wymagane dokumenty i stosowne wyjaśnienia.

Po dokonaniu uzupełnień przedłożony wniosek o wydanie pozwolenia zintegrowanego spełnił wymagania formalne, określone w ustawie Poś.

Równolegle w dniu 18 września PGE Energia Ciepła S.A. z siedzibą w Warszawie złożyła w trybie art. 146j Poś dokumenty potwierdzające spełnianie przez źródło spalania paliw: kotły WR-25 nr 4 i nr 5 oraz kocioł OR-50, następujących warunków:

- źródło zostało oddane do użytkowania przed dniem 20 grudnia 2018 r., a w przypadku gdy pozwolenie na budowę źródła wydano przed dniem 19 grudnia 2017 r. - zostało oddane do użytkowania nie później niż w dniu 20 grudnia 2018 r.,
- nominalna moc cieplna źródła jest większa niż 5 MW i mniejsza niż 50 MW,
- co najmniej 50% produkcji ciepła użytkowego wytwarzanego w źródle, określone jako średnia krocząca z pięciu lat, stanowi ciepło dostarczone do publicznej sieci ciepłowniczej w postaci pary lub gorącej wody.

W związku z powyższym w okresie od dnia 1 stycznia 2025 r. do czasu spełniania ww. warunków, jednak nie dłużej niż do dnia 31 grudnia 2029 r., w odniesieniu do zgłoszonych do derogacji kotłów WR-25 nr 4 i nr 5 oraz kotła OR-5, obowiązują określone w pozwoleniu zintegrowanym wielkości dopuszczalnej emisji tlenku azotu i dwutlenku azotu w przeliczeniu na dwutlenek azotu oraz pyłu, nie wyższe niż wielkości dopuszczalnej emisji tych substancji obowiązujące w dniu 31 grudnia 2024 r., a także wielkość dopuszczalnej emisji dwutlenku siarki nie wyższa niż wielkość dopuszczalnej emisji tej substancji obowiązująca w dniu 31 grudnia 2024 r. albo wartość 1100 mg/m^3_u.

Zgodnie z art. 145 a Poś pismem znak: PK-II.7034.37.2023 z dnia 7 listopada 2023 r. Marszałek Województwa Świętokrzyskiego przekazał Wojewódzkiemu Inspektorowi Ochrony Środowiska w Kielcach oraz Ministrowi Klimatu i Środowiska dokumenty potwierdzające spełnienie przez źródła spalania paliw zlokalizowane przy ul. Hubalczyków 30, 25-668 Kielce, warunków, o których mowa w art. 146 j ust. 1 i 5 Poś. Następnie pismem znak: PK-II.7034.37.2023 z dnia 16 listopada 2023 r. Marszałek Województwa Świętokrzyskiego poinformował prowadzącego instalację, że zgłoszone do derogacji średnie źródła spalania paliw spełniają warunki, o których mowa w art. 146j ust. 1 i 5 Poś. Jednocześnie pismem znak: PK-II.7034.37.2023 z dnia 16 listopada 2023 r. tut. Organ wezwał prowadzącego instalację do wystąpienia z wnioskiem o zmianę decyzji Wojewody Świętokrzyskiego znak: ŚR.III.6618-8/05 z dnia 30 grudnia 2005 r. ze zm., udzielającej PGE Energia Ciepła S.A. z siedzibą

w Warszawie, ul. Złota 59, 00-120 Warszawa, pozwolenia zintegrowanego na prowadzenie instalacji spalającej paliwa w celu wytwarzania energii elektrycznej i cieplnej zlokalizowanej w Kielcach przy ulicy Hubalczyków 30, 25-668 Kielce w zakresie obejmującym dopuszczalną wielkość emisji gazów lub pyłów do powietrza z będących częścią instalacji wymagającej pozwolenia zintegrowanego źródeł spalania paliw spełniających warunki, o których mowa w art. 146j ust. 1 i 5 Poś (kotły WR-25 nr 4 i nr 5 oraz kocioł OR-50). W odpowiedzi na ww. wezwanie w dniu 19 grudnia 2023 r. PGE Energia Ciepła S.A. z siedzibą w Warszawie wystąpiła z uzupełnieniem wniosku o zmianę pozwolenia zintegrowanego, w zakresie zawierającym wielkości emisji dla źródeł objętych ww. derogacjami.

W dniu 6 grudnia 2023 r., po uprzednim zawiadomieniu Strony, pracownicy Urzędu Marszałkowskiego w Kielcach w obecności przedstawiciela Spółki dokonali oględzin części instalacji spalania paliw, obejmującej instalacje opalane gazem ziemnym, zlokalizowanych na terenie PGE Energia Ciepła S.A. z siedzibą w Warszawie, ul. Złota 59, 00-120 Warszawa, Oddział Elektrociepłownia w Kielcach, ul. Hubalczyków 30. Celem oględzin było zweryfikowanie informacji zawartych we wniosku o zmianę pozwolenia zintegrowanego wraz z uzupełnieniami, ze stanem faktycznym. Podczas oględzin ustalono, że teren, na którym Spółka prowadzi działalność jest uporządkowany i zabezpieczony przed dostępem osób postronnych. Na terenie Zakładu, w sąsiedztwie hali kotłów KOG-32, zlokalizowany jest nowy (będący przedmiotem wniosku o zmianę pozwolenia zintegrowanego) blok gazowo-kogeneracyjny zabudowany w zabudowie kontenerowej, na który składa się Turbozespół Gazowy Kawasaki GPB80D oraz kocioł odzysknicowy Tecnoterm RE-BAS 16. Zanieczyszczenia powstające w wyniku spalania gazu w nowym bloku gazowo-kogeneracyjnym będą odprowadzane za pośrednictwem emitora E - 6 do atmosfery. Blok ten podczas oględzin znajdował się jeszcze w fazie prac montażowych. Na podstawie oględzin stwierdzono, że informacje zawarte we wniosku są zgodne ze stanem faktycznym.

Pismem znak: PK-II.7222.15.2023 z dnia 4 stycznia 2024 r. Marszałek Województwa Świętokrzyskiego zawiadomił prowadzącego instalację o zakończeniu postępowania dowodowego w przedmiotowej sprawie, jednocześnie informując o możliwości zapoznania się z aktami sprawy, złożenia wyjaśnień lub ustosunkowania się do zgromadzonych w sprawie dowodów w terminie 7 dni od daty otrzymania mniejszego zawiadomienia. Spółka nie skorzystała z przysługującego jej prawa w powyższym zakresie.

Biorąc pod uwagę powyższe okoliczności Organ zważył co następuje.

Zgodnie z art. 163 ustawy z dnia 14 czerwca 1960 r. Kodeks postępowania administracyjnego (t.j. Dz. U. z 2023 r. poz. 775) zwanej dalej kpa organ administracji publicznej może uchylić lub zmienić decyzję na mocy której strona nabyła prawo, także w innych przypadkach oraz na innych zasadach niż określone ww. ustawie, o ile przewidują to przepisy szczególne. Tego rodzaju przepisem jest art. 214 ust. 5 Poś, z którego należy wywodzić obowiązek zmiany pozwolenia zintegrowanego w przypadku, gdy zmiana sposobu funkcjonowania instalacji lub jej rozbudowa wykazała konieczność zmiany warunków pozwolenia zintegrowanego.

W myśl art. 214 ust. 5 Poś, niniejsza decyzja zawiera wymagania, o których mowa w art. 188 i art. 211 ustawy Poś, mające związek z planowanymi zmianami.

Tut. Organ, w oparciu o informacje i dane zawarte we wniosku, w przedmiotowej decyzji określił wielkość dopuszczalnej emisji gazów i pyłów do powietrza, powstających w wyniku funkcjonowania ww. instalacji, na poziomie zapewniającym dotrzymanie standardów jakości powietrza określonych w załączniku nr 1 do rozporządzenia Ministra Środowiska z dnia 24 sierpnia 2012 r. w sprawie poziomów niektórych substancji w powietrzu (Dz. U. z 2021 r. poz. 845 ze zm.) poza terenem do którego wnioskodawca ma tytuł prawny oraz wartości odniesienia zawartych w załączniku nr 1 do rozporządzenia 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). Dla dużego obiektu energetycznego spalania o łącznej nominalnej mocy cieplnej wprowadzanej w paliwie 193,5 MW (5 kotłów KOG-32 o nominalnej mocy cieplnej wprowadzonej w paliwie 33,7 MW każdy oraz blok gazowo-kogeneracyjnego o nominalnej mocy cieplnej wprowadzonej w paliwie 25 MW), wielkość dopuszczalnej emisji gazów: NO_x oraz CO określono w oparciu o poziomy emisji do powietrza (BAT-AELs) podane w Konkluzjach BAT LCP. Dopuszczalną wielkość emisji pyłu oraz SO_2 określono zgodnie z załącznikiem nr 6 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).

Dopuszczalną wielkość emisji gazów lub pyłów do powietrza dla średnich źródeł spalania paliw: kotłów WR-25, kotła OR50-N oraz OS-20 zgodnie z załącznikiem nr 2 i nr 4 do ww. rozporządzenia o standardach emisyjnych.

W niniejszej decyzji tut. Organ określił także, wymagania w zakresie monitoringu wynikające z Konkluzji BAT LCP oraz przepisów wydanych na podstawie Poś.

Z przedłożonej dokumentacji wynika, że zużycie wody do celów przemysłowych, socjalno-bytowych oraz ppoż. nie ulegnie zmianie. Zużycie wody związane będzie głównie z uzupełnieniem strat w sieci ciepłowniczej. Powstające w wyniku prowadzenia instalacji energetycznego spalania paliw ścieki przemysłowe odprowadzane będą jak dotychczas, tj. istniejącej kanalizacji deszczowo-przemysłowej znajdującej się na terenie Zakładu. Ilość, stan i skład ścieków przemysłowych nie wymaga zmiany dotychczasowych warunków. Wody opadowo-deszczowe z terenów utwardzonych będą po podczyszczeniu w separatorze koalescencyjnym odprowadzane do istniejącej kanalizacji deszczowo-przemysłowej. Brak bezpośredniego wprowadzania ścieków przemysłowych do wód lub ziemi. Sposób odprowadzania ścieków przemysłowych nie będzie powodował emisji do wód lub ziemi ze względu na obieg zamknięty. Wobec powyższego gospodarka wodno-ściekowa nie spowoduje negatywnego oddziaływania na środowisko.

Ponadto tut. Organ dokonał weryfikacji źródeł hałasu. W oparciu o przedłożoną dokumentację ustalono, że emisja hałasu z instalacji nie będzie powodować przekraczania dopuszczalnych poziomów emisji hałasu dla terenów podlegających ochronie akustycznej.

Tut. Organ uznał, że sporządzenie raportu początkowego dla przedmiotowej instalacji nie jest wymagane, gdyż na terenie zakładu zastosowano szereg mechanizmów zabezpieczających oraz działań, dzięki którym wyeliminowano ryzyko wystąpienia skażenia gleby, ziemi i wód gruntowych w związku z funkcjonowaniem instalacji.

Zgodnie z art. 10 § 1 kpa Organ zapewnił stronie czynny udział w każdym stadium postępowania, a przed wydaniem decyzji umożliwił wypowiedzenie się co do zebranych dowodów i materiałów.

Biorąc powyższe pod uwagę orzeczono jak w sentencji.

Zgodnie z ustawą z dnia 16 listopada 2006 r. o opłacie skarbowej (t.j. Dz. U. z 2023 r. poz. 2111 ze zm.) wnioskodawca wniósł opłatę skarbową w wysokości 1005,50 zł (słownie: tysiąc pięć zł 50/100) na rachunek Urzędu Miasta Kielce.

Pouczenie

Od niniejszej decyzji służy stronie odwołanie do Ministra Klimatu i Środowiska za pośrednictwem Marszałka Województwa Świętokrzyskiego w terminie14 dni od daty jej doręczenia.

W trakcie biegu terminu do wniesienia odwołania strona może zrzec się prawa do wniesienia odwołania wobec Marszałka Województwa Świętokrzyskiego. Z dniem doręczenia organowi administracji publicznej oświadczenia o zrzeczeniu się prawa do wniesienia odwołania przez stronę postępowania, decyzja staje się ostateczna i prawomocna.

Z up. MARSZAŁKA WOJEWÓDZTWA
[illegible]
Kierownik Oddziału
Pozwoleń Środowiskowych

MARSZAŁEK WOJEWÓDZTWA ŚWIĘTOKRZYSKIEGO

Otrzymują:
1. PGE Energia Ciepła S.A. z siedzibą w Warszawie
ul. Złota 59
00-120 Warszawa

Do wiadomości:
1. Świętokrzyski Wojewódzki Inspektor Ochrony Środowiska w Kielcach
Al. IX Wieków Kielc 3
25-516 Kielce
2. Minister Klimatu i Środowiska
ul. Wawelska 52/54
00-922 Warszawa
3. a/a