

Katowice, dnia 21 lutego 2024 r.
znak sprawy: OE-PZ.7222.101.2023
znak decyzji: OE-PZ.KW-000246/24
za dowodem doręczenia za dowodem
doręczenia

Decyzja nr: **715/OE/2024**

Organ wydający: Marszałek Województwa Śląskiego

W sprawie: wniosku o wydanie tekstu jednolitego pozwolenia zintegrowanego

Na podstawie art. 104 ustawy z dnia 14 czerwca 1960 r. *Kodeks Postępowania Administracyjnego* (t.j. Dz. U. z 2023 r. poz. 775) oraz na podstawie art. 217 ust. 1 i ust. 2 ustawy z dnia 27 kwietnia 2001 r. *Prawo ochrony środowiska* (t.j. Dz. U. z 2024 r. poz. 54).

orzekam:

- A.** Ujednolicić, na wniosek Strony, tekst pozwolenia zintegrowanego udzielonego decyzją Marszałka Województwa Śląskiego z dnia 29 maja 2017 r. nr 1668/OS/2017 (ze zm.) dla instalacji do spalania paliw o nominalnej mocy nie mniejszej niż 50 MW, zlokalizowanej w Jastrzębiu-Zdroju, przy ul. Rybnickiej 6c, eksploatowanej obecnie przez PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa S.A. z siedzibą w Jastrzębiu-Zdroju przy ul. Rybnickiej 6c (NIP: 6331005997), w następujący sposób:

Udzielam spółce **PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa S.A. z siedzibą w Jastrzębiu-Zdroju** przy ul. Rybnickiej 6c pozwolenia zintegrowanego dla instalacji spalania paliw o nominalnej mocy nie mniejszej niż 50 MW_t, w Jastrzębiu-Zdroju, przy ul. Rybnickiej 6c.

I. Rodzaj i parametry instalacji.

I.1. Prowadzący instalację i lokalizacja instalacji.

a) Prowadzący instalację IPPC:

L.p.	Nazwa prowadzącego instalację IPPC	Siedziba prowadzącego instalację			REGON	NIP
		ulica i numer	kod	miasto		
1	PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa S.A.	ul. Rybnicka 6c	44-335	Jastrzębie -Zdrój	272711500	633-10-05-997

b) Instalacja IPPC objęta niniejszym pozwoleniem zintegrowanym:

Lp.	Nazwa instalacji IPPC	Adres instalacji			Branża IPPC (rozp. 27.08. 2014 r.)	Kwalifikacja przedsięwzięcia POŚ i rozp. 10.09.2019 r. z późn. zm.)	Liczba instalacji tej branży	Numery ewidencyjne działek, na których zlokalizowana jest dana instalacja
		ulica i numer	kod	miasto				
1	PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa S.A. Zakład Jastrzębie-Zdrój: instalacja spalania paliw o nominalnej mocy nie mniejszej niż 50 MWt	ul. Rybnicka 6c	44-335	Jastrzębie – Zdrój	1.1	§ 2 ust. 1 pkt 3 POŚ art. 378 ust. 2a	1	2248/250, 2251/159, 435/44, 436/44, 438/44, 440/44, 441/44, 442/44, 443/44, 448/44, 2253/277, 2256/277

c) instalacje powiązane technologicznie z instalacją IPPC objętą niniejszym pozwoleniem zintegrowanym:

L.p.	Nazwa instalacji powiązanej technologicznie	Adres instalacji
1	Urządzenia składowania, przygotowania, transportu oraz dozowania paliwa.	ul. Rybnicka 6c 44-335 Jastrzębie-Zdrój
2	Urządzenia składowania, przygotowania, transportu oraz dozowania surowców pomocniczych do kotłów.	
3	Instalacja wytwarzania energii.	
4	Instalacja wyprowadzania mocy.	
5	Gospodarka olejowa.	
6	Odpopielanie i odzuzłanie.	
7	Instalacja sprężonego powietrza.	
8	Gospodarka wodna.	
9	Gospodarka ściekowa.	
10	Gospodarka odpadami.	

I.2. Rodzaj i parametry instalacji.

Przedmiotem pozwolenia jest instalacja w przemyśle energetycznym do spalania paliw, która służy do wytwarzania energii elektrycznej oraz energii cieplnej złożona z trzech kotłów energetycznych i dwóch agregatów prądotwórczych (silników gazowych) o mocy cieplnej (rozumianej, jako ilość energii wprowadzanej w paliwie do instalacji w jednostce czasu) 348,95 MWt. W okresie tym moc elektryczna całej instalacji wynosi 85 MWe; Instalacja wykorzystywać będzie, jako paliwo podstawowe, węgiel kamienny oraz jako paliwa dodatkowe niskokaloryczne paliwo węglowe, gaz z odmetanowania kopalń oraz biomasę. Pozwolenie obejmuje również instalacje, urządzenia i budowle, które będą powiązane technologicznie z instalacją spalania paliw, których eksploatacja może spowodować emisję i wspólne, wraz z instalacją spalania paliw, oddziaływanie na środowisko

I.2.A. Instalacja IPPC: instalacja spalania paliw.

Instalacja energetycznego spalania paliw Spółki PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa S.A. Zakład Jastrzębie-Zdrój składa się z trzech kotłów energetycznych i dwóch silników tj.:

- Kocioł WP-70 nr 5, o mocy w paliwie 99,3 MWt,
- Kocioł PWPg-6 nr 6, o mocy w paliwie 8,5 MWt
- Kocioł fluidalny CFB-275, o mocy w paliwie 231,95 MWt
- Silnik gazowy nr 1, o mocy w paliwie ok. 4,6 MWt
- Silnik gazowy nr 2, o mocy w paliwie ok. 4,6 MWt

Sumaryczna moc cieplna instalacji spalania paliw w Zakładzie Jastrzębie-Zdrój (moc cieplna rozumiana, jako ilość energii wprowadzonej w paliwie w jednostce czasu przy nominalnym obciążeniu instalacji) wynosi 348,95 MWt. Moc elektryczna całej instalacji w tym okresie wynosi 85 MWe.

Kotły:

Charakterystyka kotła WP-70

Kocioł wodny WP-70 nr 5 został wyprodukowany w firmie „RAFAKO” Racibórz i oddany do użytku w 1978 r. W 2015 r. zmodernizowano elektrofiltr kotła oraz instalację odbioru i transportu pyłu. W 2016 r. zabudowano instalację odsiarczania spalin oraz dokonano przebudowy instalacji podawania powietrza do kotła, celem redukcji tlenków azotu (odazotowanie metodami pierwotnymi). Komora paleniskowa kotła jest całkowicie omurowana, ma kształt prostopadłościanu i wykonana jest z rur ekranowych. W dolnej części komory paleniskowej, rury odgięte są do wnętrza komory, tworząc lej żuźlowy, o przekroju prostokątnym, który zanurzony jest w wannie odżuźlacza. Na poziomie + 8,1 m, w narożach kotła, zabudowane są palniki pyłowe. Na bocznych ścianach kotła zamontowane są palniki gazowe. Na bocznych ścianach kanału spalin, ponad pęczkiem konwekcyjnym zabudowane są dwie klapy eksplozyjne, zabezpieczające kocioł w razie wybuchu w komorze paleniskowej. Spaliny z komory paleniskowej częściowo zasysane są przez młyny wentylatorowe, a reszta poprzez grodzie i pęczki przechodzi do obrotowego podgrzewacza powietrza, skąd poprzez elektrofiltr i wentylator wyciągowy (WC) tłoczone są do komina. Instalacja paleniskowa kotła wyposażona jest w trzy młyny wentylatorowe MWK-12. Węgiel z zasobników przykotłowych podawany jest przez podajnik do młynów. Mieszanka pyłowo-powietrzna przetłaczana jest przewodami pyłowymi do czterech palników pyłowych. Po drodze mieszanka zostaje osuszona w rurosuszarkach. Każdy młyn zasila jeden poziom dysz palników rozmieszczonych w narożach kotła.

Parametr	Jednostka	Wartość
Typ kotła		WP-70
Moc nominalna	MW	81,4
Moc cieplna jako ilość energii wprowadzanej w paliwie	MW _t	99,3
Sprawność kotła	%	84
Temperatura wody zasilającej	°C	70
Rodzaj paliwa	-	węgiel + gaz
Ilość spalin na wylocie	Nm ³ /h	151 500
Temperatura spalin na wylocie	°C	210
Temperatura powietrza podgrzanego	°C	260
Całkowita powierzchnia ogrzewalna	m ²	1817
Pojemność wodna kotła	m ³	29,5

Charakterystyka kotła PWPg – 6

Kocioł wodny PWPg-6 nr 6 został wyprodukowany w firmie „PEnPW” Chorzów i oddany do użytku w 1986 r. Kocioł typu PWPg-6 jest kotłem przepływowym, wodnym, przeznaczonym do pracy w sieci centralnego ogrzewania. Kocioł składa się z 4 członów. Człon I tworzy komorę paleniskową, a pozostałe 3 człony stanowią część konwekcyjną kotła. Powierzchnie ogrzewalne stanowią rury ekranowe komory paleniskowej - człon I oraz pęczki konwekcyjne – II, III i IV człon kotła. Powyższe powierzchnie utworzone są z rur kotłowych DN 32 mm. Palenisko kotła wyposażone jest w 2 palniki gazowe. Palniki przeznaczone są do spalania gazu z odmetanowania kopalń o wartości opałowej >14,4 MJ/m³ (zawartość CH₄ w gazie kopalnianym > 40%). Powietrze do palnika tłoczone jest przez wentylator typu FK-40.

Parametr	Jednostka	Wartość
Typ kotła		PWPg-6
Moc nominalna	MW	7,0
Moc cieplna jako ilość energii wprowadzanej w paliwie	MW _t	8,5
Sprawność kotła	%	82
Rodzaj paliwa	-	gaz
Ilość spalin na wylocie	Nm ³ /h	8 000
Temperatura spalin na wylocie	°C	200 ÷ 220
Całkowita powierzchnia ogrzewalna	m ²	351
Objętość komory paleniskowej	m ³	16
Pojemność wodna kotła	m ³	4,82

Charakterystyka kotła CFB – 275

Kocioł fluidalny jest jednym z najważniejszych urządzeń nowego bloku energetycznego. Wielkość kotła gwarantuje wyprodukowanie odpowiedniej ilości pary, niezbędnej do zasilania turbozespołu z turbiną upustowo – kondensacyjną, o mocy około 81 MW_e przy pracy kondensacyjnej. Kocioł umożliwia współspalanie niskokalorycznego paliwa węglowego, gazu z odmetanowania kopalń oraz biomasy. Jest to kocioł parowy, walczakowy, z atmosferycznym fluidalnym paleniskiem cyrkulacyjnym. Spalanie paliw odbywa się w złożu fluidalnym CFB, którego materiał tworzą paliwo, sorbent i piasek podczas początkowego okresu pracy, a następnie popiół powstały ze spalania paliwa. Dzięki wysokiej prędkości fluidyzacji (>5m/s) materiał złoża jest przemieszczany w górę komory paleniskowej wraz ze spalinami, po czym w przyległym do komory separatorze cyklonowym większe ziarna są odseparowywane i zawracane do ww. komory.

Intensywna turbulencja w palenisku zapewnia dobre zmieszanie i wypalenie paliwa. W związku z tym, że w skład materiału złoża wchodzi cząstki o różnych wymiarach, nie wszystkie ziarna unoszą się do separatorów. Większe ziarna cyrkulują wewnątrz komory paleniskowej, spalając się i rozdrabniając oraz tworząc przyścienny strumień wewnętrznej cyrkulacji, w ilości ok. 30 % całej masy cyrkulującej, przekazując ciepło do rur ekranowych i powierzchni wymiany ciepła, zabudowanych w komorze paleniskowej. Technologia procesu spalania w kotle fluidalnym oparta jest na założeniu, że w całej komorze paleniskowej utrzymywana jest prawie stała temperatura ok. 870° C, przez co redukuje się powstawanie NO_x. Innym, podstawowym procesem zachodzącym w komorze paleniskowej jest odsiarczanie. Dostarczana do komory mączka kamienia wapiennego rozkłada się w temperaturze panującej w palenisku na CaO i CO₂ i wiąże, wydzielając się na skutek zasiarzonego węgla, SO₃ i SO₂. W efekcie odpowiedniego dozowania sorbentu (mączki kamienia wapiennego), dobrego wymieszania materiału złoża i wielokrotnej cyrkulacji jego cząstek nawracanych przez cyklony / separatory, stopień odsiarczania jest wysoki. W celu ograniczenia emisji pyłów do powietrza zastosowany został filtr workowy. Kocioł zasilany jest paliwem w zakresie od 100% mialu węgla kamiennego do mieszaniny paliw w proporcjach energetycznych: 73% mial węgla kamiennego / 17% niskokalorycznego paliwa węglowego / gaz z odmetanowania kopalń/ 10% biomasa. Paliwem pomocniczym, służącym do rozpalamia kotła i podtrzymywania spalania przy niskich obciążeniach kotła jest olej opalowy lekki. W kotle zastosowane są również palniki na gaz z odmetanowania kopalń (metan), pozyskiwany pokładów kopalń JSW S.A. Para świeża, wytwarzana w kotle, doprowadzana jest do turbiny upustowo - kondensacyjnej napędzającej generator.

Parametr	jednostka	Wartość
Typ kotła	-	CFB - 275
Moc nominalna	MW	212,0
Moc cieplna jako ilość energii wprowadzanej w paliwie w jednostce czasu	MWt	231,95
Wydajność max. trwała kotła	Mgpar/h	275,0
Sprawność kotła	%	91,4
Rodzaj paliwa	-	węgiel kamienny niskokaloryczne paliwo węglowe biomasa, gaz z odmetanowania kopalń
Ilość spalin na wylocie	Nm ³ /h	331 000
Temperatura spalin na wylocie	°C	140
Temperatura pary świeżej w stanie normalnej eksploatacji	°C	552

Agregaty prądotwórcze (silniki gazowe)

W instalacji do spalania paliw eksploatowane są również dwa agregaty prądotwórcze opalane gazem z odmetanowania kopalń o mocy elektrycznej 2,0 MWe każdy oraz mocy cieplnej wprowadzonej w paliwie ok. 4,6 MWt każdy. Agregaty prądotwórcze pozwalają na skojarzoną produkcję energii elektrycznej i ciepła w procesie kogeneracji. W skład każdego z agregatów prądotwórczych wchodzi silnik gazowy, gdzie następuje spalanie paliwa i wytwarzanie energii mechanicznej oraz prądnica, umożliwiającą zamianę wytworzonej energii mechanicznej w energię elektryczną. Ciepło powstające w procesie spalania paliw w agregatach jest odzyskiwane i wykorzystywane.

Urządzenia ochronne:

Kocioł WP-70 nr 5:

Instalacja redukcji emisji pyłu:

Redukcja emisji pyłu ze spalin, odprowadzanych z kotła WP-70 do powietrza, jest realizowana w indywidualnym, wysokosprawnym urządzeniu odpylającym – elektrofiltrze. Skuteczność odpylania spalin w elektrofiltrze kotła WP-70 nr 5 wynosi 99,9%.

Instalacja redukcji emisji SO₂:

Kocioł wodny WP-70 został wyposażony w instalację do redukcji emisji tlenków siarki ze spalin, odprowadzanych do powietrza. Technologia redukcji emisji dwutlenku siarki polega na rozpylaniu reagenta De-emis z katalizatorem, bezpośrednio do kanału spalin, o temperaturze powyżej 110°C przed elektrofiltrem. Proces prowadzi się tak, aby w wychodzących spalinach zostawał jeszcze nieprzereagowany SO₂, w ilości od 10 do 20%, celem związania ewentualnego, wolnego reagenta (nie prowadzi się procesu ze 100% skutecznością). Ponadto, obecny w spalinach CO₂ jest dodatkowym zabezpieczeniem przed niepowołaną emisją wolnego preparatu De-emis. Na drodze spalin do urządzeń odpylających SO₂ reaguje z reagentem De-emis, tworząc stałą mieszaninę soli amonowych w formie siarczanów, ale także chlorków (główny składnik mieszaniny to siarczany VI amonu).

Proces oczyszczania gazów prowadzony jest z wykorzystaniem istniejącego odpylacza – elektrofiltru. Instalacja odsiarczania spalin pozwala uzyskiwać na wylocie spalin do powietrza zawartość poniżej 750 mgSO₂/m³_u spalin w warunkach odniesienia.

Instalacja redukcji emisji NO_x:

Redukcja emisji tlenków azotu w spalinach, odprowadzanych z kotła WP-70 do powietrza do poziomu poniżej 400 mg/m³_u jest osiągana przy użyciu pierwotnej metody odazotowania, która bazuje na stopniowaniu procesu spalania. Proces spalania w kotle WP-70 został zmodyfikowany, poprzez modernizację układu paleniskowego, w celu uzyskania niestechiometrycznego spalania, które w znacznym stopniu zmniejsza ilość tlenków azotu, powstających w strefie spalania. Instalacja odazotowania spalin pozwala na redukcję emisji NO_x, z poziomu ok. 600 mg/m³_u do poziomu poniżej 400 mg/m³_u spalin w warunkach odniesienia, dla całego zakresu obciążeń kotła.

Kocioł PWPg nr 6:

Kocioł PWPg - 6 nie jest wyposażony w instalację redukcji emisji zanieczyszczeń gazowo – pyłowych do powietrza. Kocioł ten jest opalany gazem z odmetanowania kopaliń.

Kocioł fluidalny CFB 275:

Instalacja redukcji emisji pyłu:

Redukcja emisji pyłu ze spalin, odprowadzanych z kotła fluidalnego do powietrza, jest realizowana w indywidualnym, wysokosprawnym urządzeniu odpylającym – filtrze workowym. Filtr workowy wraz z wentylatorem wyciągowym spalin został zabudowany w rejonie pomiędzy kotłownią kotła fluidalnego, a istniejącym kominem. Filtr workowy gwarantuje poziom emisji pyłu, zgodny ze standardami we wszystkich warunkach eksploatacyjnych, dla całego zakresu własności paliwa i warunków otoczenia. Popiół wychwycony w filtrze jest usuwany przy pomocy pneumatycznej instalacji do zbiornika retencyjnego popiołu. Skuteczność odpylania spalin w filtrze workowym kotła fluidalnego wynosi 99,9%.

Instalacje redukcji emisji SO₂:

Proces redukcji emisji tlenków siarki z kotła fluidalnego odbywa się bezpośrednio w trakcie spalania węgla w złożu fluidalnym. Redukcję dwutlenku siarki w kotle fluidalnym uzyskuje się, poprzez podawanie do komory paleniskowej, wraz z węglem, mączki kamienia wapiennego (zawierającego 95 ÷ 97% CaCO₃), który pod wpływem kalcynacji tworzy tlenek wapnia (CaO),

który następnie, w wyniku reakcji z SO_2 oraz w obecności tlenu w złożu, tworzy siarczan wapnia (CaSO_4). Powstający siarczan wapnia będzie usuwany z odpylacza spalin razem z popiołem lotnym. Skuteczność procesu odsiarczania w kotle fluidalnym jest zależna od stopnia rozdrobnienia sorbentu, sposobu i miejsca jego wprowadzania do komory paleniskowej, czasu trwania reakcji oraz stosunku molowego Ca/S , tj. od nadmiaru wapnia wprowadzanego do spalin w stosunku do jego ilości niezbędnej do związania siarki zawartej w spalinach. Przepływ mączki kamienia wapiennego do kotła jest regulowany zgodnie z masowym natężeniem przepływu paliwa. Korekty przepływu kamienia wapiennego są realizowane zgodnie z sygnałem poziomu stężenia SO_2 na wylocie z kotła.

Instalacje redukcji emisji NO_x :

Ograniczanie emisji tlenków azotu z kotła fluidalnego jest realizowane z wykorzystaniem metod pierwotnych oraz wtórnych. Ograniczanie emisji tlenków azotu za pomocą pierwotnych metod polega na utrzymywaniu na niskim poziomie temperatury spalania ($850 - 900^\circ\text{C}$), co hamuje powstawanie termicznych tlenków azotu i ogranicza przechodzenie azotu związanego w paliwie do spalin oraz przez etapowe podawanie powietrza do spalania i optymalną zawartość tlenu.

W kotle zostało zastosowane podawanie etapowe - powietrze pierwotne do spalania podawane jest do paleniska w dolnej części komory paleniskowej, poprzez dysze rusztu fluidalnego. Powietrze wtórne podawane jest do złoża powyżej rusztu. W celu głębszej redukcji tlenków azotu ze spalin, odprowadzanych z kotła fluidalnego do powietrza, zastosowana została instalacja podawania 24% wody amoniakalnej. Instalacja podawania wody amoniakalnej do kotła umożliwia dostarczanie do dysz procesowych (wtryskowych) maksymalnie ok. $0,175 \text{ m}^3/\text{h}$ (24% wodnego roztworu amoniaku przy 100% obciążeniu kotła). W kotle fluidalnym została zastosowana metoda bezpośredniego wtrysku reagenta do górnej części komory paleniskowej kotła, gdzie reagent wchodzi w reakcję chemiczną z tlenkami azotu bez katalizatora.

Instalacja do redukcji emisji HCl i innych gazów kwaśnych – od dnia 01.01.2030 r.:

Dodatkowa redukcja emisji HCl i innych gazów kwaśnych będzie realizowana w instalacji wykorzystującej suchą technikę redukcji tych zanieczyszczeń. Technika ta polega na wprowadzeniu do kanału spalin suchego reagenta w proszku, który reaguje zanieczyszczeniami kwaśnymi tworząc substancję stałą, którą wydziela się później technikami odpylania gazów. Wydzielanie produktu poreakcyjnego będzie następowało w istniejącym filtrze tkaninowym kotła fluidalnego.

Instalacja ta będzie eksploatowana najpóźniej od dnia 01.01.2030 r.

Emitory:

Spaliny z instalacji energetycznego spalania paliw Spółki PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa S.A. Zakład Jastrzębie-Zdrój są odprowadzane do powietrza następującymi emitarami:

- emitorem E-1 żelbetowym z kotła CFB-275,
- emitorem E-2 stalowym z kotła PWPg-6 nr 6,
- emitorem E-12 stalowym z kotła WP-70 nr 5
- emitorem E-13 stalowym z silnika gazowego nr 1
- emitorem E-14 stalowym z silnika gazowego nr 2

Parametry emitatorów

Oznaczenie emitora	Nazwa źródła	Wysokość m	Średnica wylotu m	Gazy odlotowe	
				Objętość gazu Nm^3/h	Temp. K
E-1	Kocioł CFB-275	150	3,6	331 000	413

Oznaczenie emitora	Nazwa źródła	Wysokość m	Średnica wylotu m	Gazy odlotowe	
				Objętość gazu Nm ³ /h	Temp. K
E-2	Kocioł PWPg-6 nr 6	26	1,5	8 000	390
E-12	Kocioł WP-70 nr 5	90	2,5	150 000	396
E-13	Silnik gazowy agregatu nr 1	34	0,6	8 400	393
E-14	Silnik gazowy agregatu nr 2	34	0,6	8 400	393

I.2.B. Instalacje powiązane technologicznie z instalacją IPPC.

I.2.B.1. Urządzenia składowania, przygotowania, transportu oraz dozowania paliwa.

Węgiel kamienny dostarczany jest na teren zakładu taśmociągami z sąsiadującej Kopalni oraz transportem kolejowym lub samochodowym. Węgiel składowany jest na składowisku węgla, o powierzchni 9911 m² i pojemności 50 000 Mg, znajdującym się we wschodniej części terenu Zakładu. W przypadku, gdy dostawy węgla pochodzą z sąsiadującej kopalni, węgiel ze zbiornika zapasowego Zakładu Przerobczego kopalni transportowany jest taśmociągiem 6-403, poprzez wieżę „B” na taśmociąg EC TN-10, a następnie na taśmociąg TN-11 i na składowisko węgla. Dostawy z innych kopalń rozładowywane są do zbiornika wglębnego, z którego taśmociągami TW-1, TW-1A, TW-2, TW-3 i TW-4 węgiel transportowany jest albo bezpośrednio do kotłów albo na składowisko węgla. W celu minimalizacji pylenia, w pomieszczeniu nad zasobnikami kotła CFB-275 zostanie zainstalowana instalacja odpylania przesypów z przenośnika TN-2 na TN-1 oraz z pługów do zasobników nowego kotła. Węgiel do kotła CFB-275 będzie transportowany bezpośrednio ze składowiska, poprzez istniejący układ separacji metali.

Instalacja podawania paliwa niskokalorycznego:

W ramach zewnętrznej części układu paliwa niskokalorycznego, została zrealizowana stacja rozładunku, przygotowania i transportu paliwa niskokalorycznego (mułów węglowych) do zbiornika przykotłowego, zlokalizowanego w budynku kotła i podawania do kotła. Instalacja została zaprojektowana w sposób umożliwiający magazynowanie, transportowanie i podawanie mułów do zbiornika przykotłowego przez cały rok.

Instalacja rozładunku, magazynowania i pneumatycznego transportu biomasy:

Biomasa na teren zakładu jest dowożona samochodami ciężarowymi. Po rozładunku, jest ona magazynowana w silosie. Transport biomasy w kierunku kotła odbywa się czterema nitkami transportu pneumatycznego. Biomasa przywożona na teren zakładu ważona jest na istniejącej wadze. Rozładunek samochodów odbywa się w instalacji zbiornika biomasy. System transportu posiada, na wysokości $h = 43,5$ m i średnicy $d = 0,44$ m, odpowietrzenie, wyposażone w filtrocyklon, gwarantujący dotrzymanie stężenia do 20 mg/Nm³. Samochody dowożące biomasę nierozdrobnioną rozładowywane są na kracie najazdowej, z której biomasa, przenośnikiem wygarniającym, jest transportowana do leja zasypowego, o objętości 40 m³, czyli długości 7,25 m i głębokości 2,8 m. Wysypa do leja biomasa, przenośnikiem wygarniającym, o wydajności 60 Mg/h lub 120 m³/h, kierowana jest na podnośnik kubelkowy, który transportuje biomasę na górę nad zbiornik magazynowy, do przenośnika zgarniakowego, zainstalowanego nad silosem magazynowym. Biomasa jest składowana w stalowym, izolowanym termicznie silosie magazynowym, o pojemności 675 m³, wyposażonym w instalację pomiaru temperatury, poziomu napełnienia, detektor gazów, instalację ppoż., urządzenie wygarniające biomasę oraz odpowietrzenie silosu, wyposażone w filtr tkaninowy, zainstalowany na wysokości $h = 42,0$ m i średnicy $d = 0,4$ m, gwarantujący dotrzymanie stężenia pyłu do 20 mg/Nm³. Biomasa z silosu,

po przejściu przez zasuwę, jest transportowana do zbiornika kompensacyjnego, z którego przechodzi przez separator magnetyczny do młynika walcowego, gdzie następuje jej rozdrobnienie do wielkości ziaren 1 mm. Na poziomie +7,8 m znajduje się elektroniczna waga, ważąca ilość transportowanej biomasy oraz system odkurzania przestrzeni wokół instalacji, z której gazy oczyszczane są w filtrocyklonie, gwarantującym dotrzymanie stężenia pyłu na wylocie do 20 mg/Nm³ i odprowadzane do powietrza na wysokości h = 12,0 m. Odważona ilość biomasy jest transportowana do zbiornika zasypowego, posiadającego dwa zasilacze śluzowe, transportujące dwoma rurociągami do zasobnika przykotłowego kotła CFB-275.

Instalacja doprowadzania gazu z odmetanowania kopalń:

Głównym dostawcą gazu dla Zakładu Jastrzębie-Zdrój są kopalnie JSW S.A. Główna sieć gazowa składa się z rurociągów DN 500 i DN 600, ułożonych na estakadach, biegnących do Zakładu Jastrzębie-Zdrój. Przed halą maszyn oba rurociągi połączone są w kolektor zbiorczy DN 600, z którego wyprowadzony został rurociąg obejściowy DN 600 zasilający kotły: WP-70 nr 5 i PWPg-6 oraz rurociąg DN 500, który zasila kocioł fluidalny.

Rurociąg obejściowy DN 600 prowadzony jest po ścianie maszynowni, przechodzi przez kotłownię i łączy się z rurociągami DN 500/DN 400, biegnącymi wzdłuż ciągu odżużłania. Z rurociągu DN 400 zasilany jest kocioł WP-70 oraz z odczepu DN 200/DN150 kocioł PWPg-6. Z instalacji gazowej zakładu zasilane są również silniki, wchodzące w skład agregatów prądotwórczych. Zużycie gazu z odmetanowania kopalń mierzone jest przez dwa, niezależne gazomierze turbinowe, zabudowane na rurociągu DN 500 oraz DN 600. Poza tym pomiar zużycia mieszanki gazowej prowadzony jest indywidualnie na rurociągach gazowych, doprowadzających gaz do poszczególnych kotłów: WP-70 oraz PWPg-6 i CFB 275.

I.2.B.2. Urządzenia składowania, przygotowania, transportu oraz dozowania surowców pomocniczych do kotłów.

Transport i magazynowanie sorbentu:

Redukcja emisji dwutlenku siarki jest realizowana w kotle fluidalnym, poprzez dozowanie do komory paleniskowej kotła sorbentu, w postaci mączki kamienia wapiennego. Sorbent dostarczany będzie na teren Zakładu autocysternami. Instalacja rozładunku pneumatycznego sorbentu składa się z jednego stanowiska, umożliwiającego rozładunek jednej autocysterny. Stanowisko składa się z dwóch instalacji rozładunku (dwa przyłącza do cysterny) oraz dwóch rurociągów rozładunkowych do zbiornika retencyjnego, z czego jeden pracuje, a drugi jest rezerwą. Rozładunek autocystern odbywać się będzie z jednego stanowiska. Transport sorbentu spod zbiornika retencyjnego do przykotłowego zbiornika realizowany będzie transportem pneumatycznym. Układ transportu składa się z dwóch, wzajemnie się rezerwujących pomp, o pojemności V=2,0 m³ posadowionych na poziomie 0,000 oraz rurociągów transportowych. Wydajność układu wynosi ok. 10t/h (1x praca, 1x rezerwa). Zbiornik retencyjny sorbentu został wyposażony w instalację odpylania. Zadaniem instalacji odpylania zbiornika retencyjnego jest ewakuacja wraz z odpyleniem powietrza związanego z transportem pneumatycznym sorbentu, systemem aeracji dna oraz utrzymanie podciśnienia w zbiorniku w zakresie 800-1800 Pa.

Transport i magazynowanie wody amoniakalnej:

Reagentem dla instalacji odazotowania spalin (SNCR) z kotła fluidalnego jest 24% wodny roztwór amoniaku. Na terenie Zakładu Jastrzębie-Zdrój reagent dla instalacji do redukcji NO_x jest dostarczany za pomocą autocystern. Na stanowisku rozładunkowym wykonana została szczelna taca, przystosowana do rozładunku autocysterny. Taca rozładunkowa połączona została ze studzienką/zbiornikiem, z której kierowane będą wycieki wody amoniakalnej oraz woda deszczowa. Taca rozładunkowa została zagłębiona i posiada pojemność pozwalającą

na wychwycenie pojemności największej komory cysterny samochodowej. Taca wyposażona została w rzep na przenośną pompę zanurzeniową, pozwalającą na odprowadzenie wycieków do zbiornika IBC lub cysterny. Na połączeniu z kanalizacją zabudowana została zasuwa podziemna, normalnie otwarta, zamykana jedynie na czas prowadzenia procesu rozładunku wody amoniakalnej (na czas rozładunku zasuwa będzie zamykana przez osobę odpowiedzialną, za proces rozładunku). Nad tacą rozładunkową została wykonana instalacja zraszaczowa użytkowana jedynie w razie dużych wycieków, mająca za zadanie neutralizację gazowego amoniaku, wydzielającego się z rozlanej cieczy. Instalacja zraszaczowa, zasilana jest z zakładowej sieci wody ppoż. Układ rozładunkowy został wykonany, jako wąż przesyłowy, wyposażony w armaturę zabezpieczająco-odcinającą. Układ rozładunkowy przystosowany został do prowadzenia rozładunku 24% wody amoniakalnej z autocysterny. Układ wyposażony został w złącze awaryjnego rozłączenia, zabezpieczające przed wyciekiem wody amoniakalnej w razie niekontrolowanego odjazdu cysterny w czasie prowadzenia rozładunku. Układ węża rozładunkowego eksploatowany jest na zewnątrz, obok tacy rozładunkowej. Do celów magazynowania wody amoniakalnej wykonany został pionowy, dwupłaszczowy zbiornik magazynowy, o pojemności roboczej 80m³ i całkowitej 84m³. Zbiornik magazynowy jest obiektem wolnostojącym, posadowionym na zewnątrz. Pojemność zbiornika (przy założeniu zużycia reagenta na poziomie średnim wynoszącym 70% zużycia maksymalnego) zapewnia ponad 14 dniowy czas retencji.

Transport i magazynowanie reagenta do redukcji gazów kwaśnych – od dnia 01.01.2030 r.:

Układ ten pozwalał będzie na magazynowanie i podawanie do spalin odprowadzanych z kotła fluidalnego reagenta, wykorzystywanego do redukcji emisji zanieczyszczeń gazowych kwaśnych, w tym chlorowodoru HCl. Nowy układ będzie eksploatowany najpóźniej od dnia 01.01.2030 r. Stosowany reagent będzie gromadzony w zbiorniku magazynowym. Wprowadzenie reagenta do spalin będzie następowało „na sucho” w strumieniu powietrza, w ilości proporcjonalnej do ładunku zanieczyszczeń koniecznych do redukcji. Reagent ten będzie wprowadzony do kanału spalin w odpowiedniej odległości przed układem odpylania spalin (filtrem tkaninowym).

I.2.B.3. Instalacja wytwarzania energii.

W ramach nowego bloku energetycznego z kotłem fluidalnym został zabudowany turbosespół składający się z turbiny upustowo – kondensacyjnej i generatora, o mocy elektrycznej ok. 81 MWe brutto (przy pracy kondensacyjnej turbiny). Turbosespół został zlokalizowany w istniejącej maszynowni, a jego oś jest równoległa do osi podłużnej maszynowni. Turbina jest zasilana parą świeżą, wytwarzaną w kotle fluidalnym CFB. Po zamianie części energii cieplnej pary w energię mechaniczną wirnika turbiny, para pobierana jest z upustów turbiny i doprowadzana do: podgrzewaczy regeneracyjnych wysokoprężnych WP, stacji odgazowania wody zasilającej, wymienników Instalacji Skojarzonego Układu Energetycznego – Chłodniczego SUECh (poprzez istniejący kolektor pary 2,5 bara), wymienników parametrów stałych (poprzez istniejący kolektor pary 8 bara), podgrzewaczy regeneracyjnych niskoprężnych NP, wymiennika ciepłowniczego parametrów zmiennych, w którym podgrzewana jest woda grzewcza (sieciowa), parowych podgrzewaczy powietrza z III upustu, podgrzewania wody zmiękczonej (przeznaczonej do uzupełniania ubytków wody sieciowej) z kolektora 2,5 bara.

Turbina przeznaczona jest do następujących rodzajów pracy:

- praca ciepłownicza – turbina obciążona jest w zależności od zapotrzebowania na moc cieplną, do kondensatora płynie minimalna ilość pary niezbędna do chłodzenia ostatnich stopni turbiny,

- praca ciepłowniczo – kondensacyjna: pokrywane jest zapotrzebowanie na moc cieplną, pozostała para kierowana jest do kondensatora,
- praca kondensacyjna: turbina nie jest wykorzystana do produkcji energii cieplnej, para kierowana jest do kondensatora.

Podstawowe parametry turbiny:

- moc elektryczna czynna na zaciskach generatora w warunkach znamionowych – 81 MW,
- znamionowe ciśnienie pary świeżej na dolocie do turbiny – 120 bar(a)
- znamionowa temperatura pary świeżej na dolocie do turbiny – 550°C
sprawność brutto – 85,7%
- moc turbozespołu przy VWO, znamionowym ciśnieniu i temperaturze pary świeżej oraz znamionowych warunkach chłodzenia – 80,17 MW.

Wytwarzanie energii elektrycznej następuje również w dwóch agregatach prądotwórczych, o mocy elektrycznej 2,0 MWe każdy. Energia elektryczna w każdym agregacie będzie wytwarzana w prądnicy, w której następuje zamiana energii mechanicznej wytworzonej w silniku spalinowym na energię elektryczną.

Uwzględniając agregaty prądotwórcze, moc elektryczna instalacji PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa S.A. Jastrzębie-Zdrój wynosi 85 MWe.

I.2.B.4. Instalacja wyprowadzania mocy.

Energia elektryczna z generatora przesyłana jest szynoprzewodami 6 kV do rozdzielni 6 kV - RG-2 i do transformatora odczepowego 31,5 MVA 6/110 kV. Rozdzielnia 6 kV - RG-2 znajduje się na terenie Kopalni „Jastrzębie-Zdrój” i pozostaje w eksploatacji Zakładu Jastrzębie-Zdrój. W transformatorze odczepowym napięcie zostaje podniesione do napięcia sieciowego 110 kV. Transformator odczepowy 31,5 MVA jest transformatorem dwuuzwojeniowym 6/110 kV zasilającym stację 110 kV i sieć 110 kV- OSD.

Rozdzielnia 6 kV potrzeb własnych bloku zasilają napędy silnikowe urządzeń bloku oraz transformatory 6/0,5 kV zasilające rozdzielnie potrzeb własnych bloku 0,5 kV. W celu uruchomienia bloku konieczne jest zasilanie rozdzielni blokowych z rozdzielni napędów ogólnych RG-2 - 6 kV. Połączenie planowe zasilień z zasilania rezerwowego na zasilanie podstawowe prowadzone jest z transformatora odczepowego poprzez rozdzielnię RG-2- 6 kV do rozdzielni RA-4 a z niej do rozdzielni RA2 - 6 kV potrzeb własnych. Rozdzielnia 6 kV potrzeb własnych bloków wyposażone są w mikroprocesorowe automaty MULTI-MUZ, które realizują samoczynne załączenie rezerwy tzw. „SZR”, w przypadku zaniku napięcia jednej sekcji.

Rozdzielnia 110 kV jest rozdzielnią napowietrzną, 10 polową wyposażoną w dwa systemy szyn zbiorczych, pracującą w układzie „H” rozbudowanym z 10 wyłącznikami. W skład rozdzielni wchodzi dwa pola transformatorów 31,5 MVA T2 i T3 współpracujące z rozdzielnią RG2 - 6 kV, dwa pola transformatorów 16 MVA T1 i T4 współpracujące z rozdzielnią RG1 - 6 kV eksploatowaną przez JSW S.A. Ruch „Jastrzębie-Zdrój”, pola linii 110 kV Borynia, Pochwacie, Pniówek oraz pola sprzęgła.

Moc nowego bloku fluidalnego wyprowadzana jest istniejącymi liniami napowietrznymi do sieci dystrybucyjnej Tauron Dystrybucja S.A. poprzez istniejącą rozdzielnię 110 kV stacji Jastrzębie-Zdrój. Generator SGen5-100A-2P 092-30 M07 pracuje w układzie z transformatorem blokowym BAT10. Moc z generatora jest wyprowadzana szynoprzewodami do transformatora blokowego, a dalej linią kablową na rozdzielnicę 110 kV. Zasilanie potrzeb własnych i ogólnych bloku fluidalnego jest zrealizowane na bazie rozdzielnicy 6 kV BBA/BBB, która jest zasilana podstawowo przez transformator odczepowy BBT10 oraz rezerwowo z istniejącej rozdzielni 6 kV RA1.

I.2.B.5. Gospodarka olejowa.

W Zakładzie Jastrzębie-Zdrój używane są następujące rodzaje olejów:

- olej turbinowy TU - 46,
- olej transformatorowy,
- olej maszynowy,
- olej przekładniowy,
- olej silnikowy.

Olej turbinowy stosowany jest do turbozespołów, pomp wody zasilającej, sprężarek i sprzęgła regulowanego Voith. W skład podstawowych urządzeń układu oleju turbinowego wchodzi:

- a) trzy zbiorniki do magazynowania oleju turbinowego, znajdujące się w hali maszyn:
 - zbiornik nr 1 na olej nowy, o pojemności 14 m³,
 - zbiornik nr 2 na olej zużyty, o pojemności 14m³,
 - zbiornik manewrowy nr 3, o pojemności 14 m³,
- b) instalacja do napełniania zbiorników olejowych turbozespołów i sprężarek, składająca się z pompy oleju czystego i sieci rurociągów rozprowadzających olej do zbiorników urządzeń oraz przewodów odprowadzających zużyte oleje do zbiornika oleju zużytego,
- c) jeden zbiornik olejowy turbozespołu, o pojemności 14 m³,
- d) trzy zbiorniki olejowe sprężarek, o pojemności 4 m³ każdy,
- e) trzy zbiorniki olejowe pomp wody zasilającej, o pojemności 0,5 m³ każdy,
- f) dwa zbiorniki oleju przekładniowego dla sprzęgła regulowanego Voith, o pojemności 280 litrów każdy.

Olej turbinowy dostarczany jest do oddziału transportem samochodowym, w opakowaniach typu Mauser, o pojemności 1000 litrów. Nowy olej turbinowy kierowany jest przy pomocy rurociągu $\varnothing$ 80 do zbiornika nr 1 lub rurociągiem $\varnothing$ 40 bezpośrednio do zbiorników ruchomych urządzeń, z pominięciem zbiornika nr 1. Taki sposób podawania oleju do urządzeń nie jest zalecany ze względu na pominięcie systemu czyszczącego i jest to stosowane sporadycznie w sytuacjach awaryjnych. Olej ze zbiornika nr 1 przechodzi przez filtr olejowy dokładnego oczyszczania, o wydajności 6 m³/h, a następnie rurociągiem $\varnothing$ 40 kierowany jest do poszczególnych urządzeń. Zużyty olej z urządzeń, rurociągami $\varnothing$ 65 (z turbozespołów) i $\varnothing$ 40 (ze sprężarek) transportowany jest do zbiornika nr 2. Istnieje możliwość lokowania oleju w zbiorniku manewrowym nr 3, który pracuje jako zbiornik rezerwowy. Zużyty olej turbinowy przepompowywany jest ze zbiornika do cysterny i odbierany przez firmę uprawnioną do odbioru tego typu odpadów. Zbiorniki magazynowe oleju turbinowego posadowione są wewnątrz mis betonowych, zapobiegających skażeniu terenu, w przypadku rozszczelnienia zbiorników. Wszystkie zbiorniki oleju wyposażone są w odpowietrzenia oraz poziomowskazy, które umożliwiają stałą kontrolę poziomu oleju w zbiornikach.

Olej transformatorowy stosowany jest do urządzeń elektrycznych typu trafo, prostowników elektrofiltrów i wyłączników, stanowiąc czynnik chłodzący, izolujący i impregnujący izolację stałą urządzeń. Na instalację oleju transformatorowego składają się:

- a) zbiorniki oleju transformatorowego poszczególnych urządzeń elektrycznych:
 - Trafo T1 – zbiornik o pojemności 12 m³,
 - Trafo T2 (transformator odczepowy) – zbiornik o pojemności 10 m³,
 - Trafo T3 (transformator odczepowy) – zbiornik o pojemności 9 m³,
 - Trafo T4 – zbiornik o pojemności 12 m³,
 - Trafo T9 – zbiornik o pojemności 0,4 m³,
 - Trafo T6, T7, T8, T10 – zbiorniki o pojemności 0,9 m³ każdy,

- b) prostowniki elektrofiltru kotła WP-70 nr 5 – cztery zbiorniki, o pojemności 70 l każdy.
- c) zbiorniki oleju transformatorowego przepracowanego, o pojemności 1 m³ każdy, znajdujące się w pomieszczeniu - olejarni,
- d) bieżąca eksploatacja – dwie beczki, o poj. 200 l każda, znajdujące się w pomieszczeniu olejarni.

W celu całkowitej wymiany oleju w urządzeniach - olej transformatorowy przywożony jest na teren Oddziału transportem samochodowym - specjalnymi cysternami lub w opakowaniach typu Mauser, o pojemności 1000 litrów. Zbiorniki urządzeń napełniane są olejem bezpośrednio z cysterny lub pojemników poprzez wirówkę. Pojemniki z czystym olejem mogą być przechowywane w magazynie olejowym. Zużyte oleje transformatorowe są gromadzone w mauzerach, o pojemności 1000 l w pomieszczeniu – olejarni. Odbiór zużytego oleju transformatorowego realizowany jest przez uprawnioną firmę, posiadającą zezwolenia na zagospodarowanie i transport przepracowanego oleju.

Olej maszynowy służy do smarowania łożysk mniejszych urządzeń. Jest on przywożony do Oddziału w beczkach, o pojemności 100 i 200 litrów i przechowywany w budynku magazynu olejowego, położonym w północnej części terenu Zakładu. Uzupełnienia olejów w poszczególnych urządzeniach wykonywane są na podstawie zgłaszanych bieżących potrzeb przez poszczególne wydziały. Zużyty olej gromadzony jest w zbiorniku, o pojemności 5 m³, w magazynie olejowym, a następnie odbierany przez firmę, posiadającą zezwolenie na odbiór tego typu odpadów.

Olej przekładniowy służy do smarowania elementów wirowych przekładni i łożysk obrotowych podgrzewaczy powietrza, przekładni napędów taśmociągów, napędów ładowarek ŁWK oraz elementów wirowych sprzęgła Voith. Magazynowany jest w oryginalnych pojemnikach producenta – beczki 200 l w magazynie olejowym.

Olej silnikowy służy do smarowania układów silników gazowych, wchodzących w skład agregatów prądotwórczych. Olej ten będzie dostarczany do zakładu w opakowaniach fabrycznych (beczkach lub innych pojemnikach) przystosowanych do gromadzenia tego typu substancji. Olej silnikowy będzie magazynowany w magazynie olejów. Wymiana oleju silnikowego będzie następowała okresowo, w zależności od zapotrzebowania. Olej przepracowany będzie stanowił odpad, z którym postępowanie będzie zgodne z zapisami ustawy o odpadach i warunkami pozwolenia dotyczącymi gospodarki odpadami.

I.2.B.6. Odpopielanie i odżużlanie.

Odpopielanie

Zadaniem układu odpopielania jest odbiór popiołu bezpośrednio z urządzeń odpylających kotłów, a następnie transport i magazynowanie popiołu. Popiół wytrącony w elektrofiltrach kotłów gromadzony jest w lejach zbiorczych, umieszczonych pod elektrofiltrami. Popiół z lejów zbiorczych, za pomocą instalacji pneumatycznej, odprowadzany jest do stacji wysyłowej popiołu.

W Zakładzie Jastrzębie-Zdrój zainstalowana jest stacja wysyłowa III etap – kocioł WP-70 nr 5.

Na stacji wysyłowej popiołu jest zainstalowany zbiornik pośredni popiołu, o pojemności 17 m³ oraz dwie pompy popiołu, o wydajności 26 m³/h każda, z czego jedna stanowi rezerwę. Do transportu popiołu wykorzystywane jest sprężone powietrze, wytwarzane w sprężarkach typu EK63. Dla wszystkich etapów odpopielania, powietrze pobierane jest sprzed chłodnic końcowych powietrza sprężarek, w celu uzyskania odpowiednio wyższego ciśnienia i temperatury powietrza. Popiół ze zbiornika pośredniego kierowany jest przewodami pyłowymi do zbiornika retencyjnego, o pojemności 800 m³, służącego do okresowego gromadzenia popiołu. Popiół ze zbiornika lokowany jest w podziemiu kopalni. Zbiornik retencyjny wraz z urządzeniami eksploatowany jest przez firmę zewnętrzną.

Powstający w kotle fluidalnym popiół lotny jest transportowany pneumatycznie do zbiornika retencyjnego popiołu. Do transportu pneumatycznego popiołu lotnego są wykorzystywane sprężone powietrze, wytwarzane przez sprężarki, zabudowane w istniejącym budynku sprężarkowni. Popiół lotny odbierany jest z leja ciągu konwekcyjnego kotła oraz lejów filtra spalin. Popiół podawany jest grawitacyjnie do pomp transportu pneumatycznego, zabudowanych pod każdym z lejów, poprzez zsuwnie z zabudowaną zasuwą ręczną oraz zasuwą z napędem pneumatycznym. Mieszanina pyło-powietrzna, po opuszczeniu lejów wylotowych, poprzez pompy transportu pneumatycznego jest transportowana rurociągami w rejon zbiornika retencyjnego popiołu lotnego, poprzez estakadę zewnętrzną. Do magazynowania popiołu lotnego służy zbiornik retencyjny popiołu lotnego. Zbiornik retencyjny popiołu lotnego wyposażony został w instalację odpylania. Zadaniem instalacji odpylania zbiornika retencyjnego jest ewakuacja, wraz z odpyleniem, powietrza związanego z transportem pneumatycznym popiołu oraz utrzymanie podciśnienia w zbiorniku.

Odżużlanie

Układ odżużlania służy do odbioru i transportu żużła, powstającego w wyniku spalania węgla kamiennego w kotłach. Rozżarzony żużel spada do odżużlaczy mokrych, poprzez leje żużlowe. W momencie zetknięcia żużla z wodą, w porach brył żużla wytwarza się para wodna, która powoduje ich rozkruszenie. Ochłodzony żużel zostaje odtransportowany przez łańcuch zgrzeblowy do zsypu, a dalej taśmociągami do zbiornika żużla. Transport żużla do zbiorników odbywa się 6 taśmociągami odżużlania. Zbiorniki żużla zostały wykonane z blachy stalowej. Zabudowane one są w stacji wysyłkowej żużla. W dolnej części lejów zbiorników znajdują się zasuwy płytowe umożliwiające wysyp żużla na samochody oraz wibrator służący do obrywania ze ścian zbiorników przyklejonego żużla. Łączna pojemność obu zbiorników: 118 m³.

Popiół denny, powstający w kotle fluidalnym odbierany jest z lejów przykotłowego zbiornika popiołu dennego. Popiół podawany jest grawitacyjnie do pomp transportu pneumatycznego, zabudowanych pod każdym z lejów, poprzez zsuwnie z zabudowaną zasuwą ręczną oraz zasuwą z napędem pneumatycznym.

Do magazynowania popiołu dennego służy zbiornik retencyjny popiołu dennego. Zbiornik retencyjny popiołu dennego został wyposażony w instalację odpylania. Zadaniem instalacji odpylania zbiornika retencyjnego będzie ewakuacja, wraz z odpyleniem, powietrza związanego z transportem pneumatycznym popiołu oraz utrzymanie podciśnienia w zbiorniku. Popiół denny jest wywożony z terenu zakładu autocysternami.

I.2.B.7. Instalacja sprężonego powietrza.

Sprężone powietrze wykorzystywane jest głównie dla potrzeb firm zewnętrznych, między innymi do zasilania urządzeń zbiornika retencyjnego popiołu oraz instalacji transportu mieszaniny popiołu i odpadów poflotacyjnych do podziemnych wyrobisk kopalni węgla kamiennego.

Potrzeby własne, w zakresie sprężonego powietrza, to zasilanie:

- aparatów wydmuchowych elektrofiltrów,
- pomp zbiornikowych popiołu w stacjach wysyłkowych popiołu,
- zaworów bezpieczeństwa kotłów,
- palników rozpałkowych kotłów,
- instalacji przedmuchiwania czujników kontroli płomienia w kotłach,
- innych drobnych odbiorów (warsztaty).

Instalacja sprężonego powietrza składa się z dwóch elektrosprężarek EK-63, typu 7RMA 110 A, nr 3 i 4. Są to sprężarki promieniowe 6-stopniowe, 3-sekcyjne, z dwoma chłodnicami międzystopniowymi. Powietrze do sprężarki zasysane jest poprzez metalowy filtr i tłumiki dźwięku, zabudowane w czerpni. W kanale ssącym zabudowana jest regulacyjna kłapa dławiąca.

Rurociągiem tłocznym, za sprężarką, powietrze tłoczone jest do chłodnicy końcowej i następnie do kolektora zbiorczego $3 \times \phi 500$.

I.2.B.8. Gospodarka wodna.

Spółka PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa S.A. z siedzibą w Jastrzębiu-Zdroju Zakład Jastrzębie-Zdrój Zakład Jastrzębie-Zdrój wodę do celów technologicznych związanych z produkcją energii elektrycznej i ciepła oraz do celów socjalno-bytowych pobiera od podmiotów zewnętrznych, na podstawie zawartych umów tj. z Jastrzębskim Zakładem Wodociągów i Kanalizacji S.A. w Jastrzębiu-Zdroju oraz z Przedsiębiorstwem Gospodarki Wodnej i Rekultywacji S.A. w Jastrzębiu-Zdroju.

Obowiązujące umowy i deklaracje w zakresie gospodarki wodnej to:

- umowa nr 1/2016/WP z PGWiR S.A. na dostawę wody przemysłowej w ilości 6260 m³/d w dni robocze (z możliwością zwiększenia do ilości 7560 m³/d po wcześniejszym uzgodnieniu z PGWiR S.A.) oraz na dostawę wody przemysłowej w ilości 7560 m³/d w dni świąteczne;
- umowa nr U001066 z JZWiK S.A. na dostawę wody przemysłowej w ilości 12 dm³/s (ok. 1 040 m³/d) wraz z deklaracją z dnia 22.04.2014 r. gwarantującą zwiększoną dostawę wody przemysłowej w ilości 1 300 m³/dobę;
- umowa nr 273/86/06 z JZWiK S.A. na dostawę wody pitnej w ilości do 100 tys m³/rok wraz z deklaracją z dnia 04.10.2011 r. gwarantującą zwiększoną dostawę wody pitnej w ilości 30 l/s, czyli 2 592 m³/d.

Dodatkowe działania ze strony PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa S.A. Zakład Jastrzębie-Zdrój pozwalające na zabezpieczenie odpowiedniej ilości wody przemysłowej obejmują:

- utrzymywanie w zbiornikach zapasowych retencji wody przemysłowej w ilości 5100 m³, zbiorniki będą dopełniane w momentach mniejszego zapotrzebowania instalacji;
- w przypadku awarii zapewnienie możliwości uzupełnienia układu wodą pitną.

W Zakładzie Jastrzębie-Zdrój woda wykorzystywana jest w następujących obiegach wodnych:

- a) w obiegach wodnych instalacji energetycznego spalania paliw, tj.:
 - w obiegu parowo-wodnym kotła CFB-275 – straty wody uzupełniane są wodą (pitną) zdemineralizowaną, przygotowywaną w budynku stacji uzdatniania wody;
 - w obiegu wodnym kotłów WP-70 nr 5 i PWPg-6 nr 6 – straty wody uzupełniane są wodą (pitną) zmiękczoną, przygotowywaną w budynku stacji uzdatniania wody;
- b) w obiegach wodnych instalacji powiązanych technologicznie z instalacją energetycznego spalania paliw, tj.:
 - w obiegu chłodzenia (pracuje jako układ zamknięty) – straty wody uzupełniane są wodą (przemysłową) przefiltrowaną;
 - w obiegu ciepłowniczym – straty wody uzupełniane są wodą (pitną) zmiękczoną, przygotowywaną w budynku stacji uzdatniania wody;
 - w układzie odzūżlacza mokrego – straty wody są uzupełniane wodą przemysłową.
- c) stacji uzdatniania i przygotowania wody (potrzeby własne);
- d) instalacji wody p.poż.;
- e) instalacji wody pitnej dla potrzeb załogi.

Rozliczenie wielkości poboru wody od dostawców zewnętrznych dokonywane jest na podstawie wskazań wodomierzy.

Zapotrzebowanie na wodę przemysłową:

I.p.	Wyszczególnienie	Jednostka	Ilość
1.	Woda przemysłowa, w tym	m ³ /d m ³ /rok	7 661 2 796 265
1.1	Woda na potrzeby własne instalacji filtracji	m ³ /d m ³ /rok	98 35 770
1.2	Woda do uzupełniania układu chłodzenia	m ³ /d m ³ /rok	7 560 2 759 400
1.3	Woda do uzupełniania układu odzūżlacza mokrego	m ³ /d m ³ /rok	3 1 095

Zapotrzebowanie na wodę pitną:

a) do czasu wyłączenia z eksploatacji kotła OP-140

I. p.	Wyszczególnienie	Jednostka	Ilość
1.	Woda do produkcji wody zdekarbonizowanej	m ³ /d m ³ /rok	986,5 360 073
1.1	Potrzeby własne instalacji dekarbonizacji	m ³ /d m ³ /rok	26,5 9 673
1.2	Woda zdekarbonizowana	m ³ /d m ³ /rok	960,0 350 400
1.2.1	Woda uzupełniająca obieg wodny kotłów WP-70 nr 5 i PWPg-6 i obieg ciepłowniczy	m ³ /d m ³ /rok	960,0 350 400
2.	Woda do produkcji wody zdemineralizowanej	m ³ /d m ³ /rok	243,6 88 914
2.1	Potrzeby własne instalacji demineralizacji	m ³ /d m ³ /rok	9,6 3 504
2.2	Woda uzupełniająca obieg parowo-wodny kotła OP-140 i CFB	m ³ /d m ³ /rok	234,0 85 410
3.	Cele socjalno-bytowe	m ³ /d m ³ /rok	75,0 27 375
Całkowite, maksymalne zapotrzebowanie na wodę pitną		m ³ /d m ³ /rok	1 305,0 476 362

b) po wyłączeniu z eksploatacji kotła OP-140

I.p.	Wyszczególnienie	Jednostka	Ilość
1.	Woda do produkcji wody zdekarbonizowanej	m ³ /d m ³ /rok	986,5 360 073
1.1	Potrzeby własne instalacji dekarbonizacji	m ³ /d m ³ /rok	26,5 9 673

1.2	Woda zdekarbonizowana	m ³ /d m ³ /rok	960,0 350 400
1.2.1	Woda uzupełniająca obieg wodny kotłów WP-70 nr 5 i PWPg-6 i obieg ciepłowniczy	m ³ /d m ³ /rok	960,0 350 400
2.	Woda do produkcji wody zdemineralizowanej	m ³ /d m ³ /rok	153,6 56 064
2.1	Potrzeby własne instalacji demineralizacji	m ³ /d m ³ /rok	9,6 3 504
2.2	Woda uzupełniająca obieg parowo-wodny kotła CFB	m ³ /d m ³ /rok	144,0 52 560
3.	Cele socjalno-bytowe	m ³ /d m ³ /rok	75,0 27 375
Całkowite, maksymalne zapotrzebowanie na wodę pitną		m ³ /d m ³ /rok	1 215,0 443 512

I.2.B.9. Gospodarka ściekowa.

W związku z prowadzoną przez Zakład Jastrzębie-Zdrój działalnością powstają następujące rodzaje ścieków przemysłowych:

- ścieki z SUW tj. ścieki popłuczne z filtrów węglowych, filtrów dyskowych, wszelkie spusty z urządzeń oraz ścieki z ewentualnego zmywania posadzek, za wyjątkiem ścieków z regeneracji wymienników jonitowych, będą odprowadzane do zbiornika betonowego ścieków przemysłowych, o poj. 650 m³. Ścieki poregeneracyjne będą odprowadzane do zbiorników w budynku pompowni wody chłodzącej i po zneutralizowaniu kierowane do zbiornika ścieków przemysłowych, o poj. 650 m³. Charakterystyczne wskaźniki jakości ścieków to: odczyn, zawiesina ogólna, chlorki, siarczany;
- odsoliny z układu chłodzenia, powstające w wyniku zagęszczania związków chemicznych w wodzie chłodzącej na skutek jej parowania, odprowadzane są do betonowego zbiornika ścieków przemysłowych, o poj. 650 m³. Charakterystyczne wskaźniki jakości ścieków to: zawiesina ogólna, chlorki, siarczany;
- ścieki powstające z odwodnień i spustów magistral i rurociągów ciepłowniczych powstają okresowo, zazwyczaj podczas konieczności wykonania prac na sieci ciepłowniczej. Ścieki odprowadzane z obiegu ciepłowniczego są w miarę możliwości wykorzystywane do uzupełnienia układu chłodzenia, a nadmiar wód, który nie mógł zostać ponownie wykorzystany jest odprowadzany do zbiornika ścieków przemysłowych o pojemności 650 m³. Charakterystyczne wskaźniki jakości ścieków to: zawiesina ogólna oraz chlorki i siarczany;
- ścieki z odświeżania wody w obiegu kotłowym stanowią głównie odsoliny, które wykorzystywane będą w obiegach o mniejszych wymaganiach jakościowych, do uzupełnienia obiegu ciepłowniczego. W przypadku niespełnienia wymagań jakościowych obiegu ciepłowniczego i/lub zbyt dużej ich ilości, ścieki z odświeżania są odprowadzane do uzupełniania obiegu wody chłodzącej. Odmuliny, które powstają w mniejszych ilościach odprowadzane są do zbiornika ścieków przemysłowych, o pojemności, 650 m³. Charakterystyczne wskaźniki jakości ścieków to: zawiesina ogólna, chlorki, siarczany;
- ścieki z odżużlania odprowadzane są do betonowego zbiornika ścieków przemysłowych, o poj. 650 m³; Charakterystyczne wskaźniki jakości ścieków to: zawiesina ogólna, siarczany, chlorki, sól, potas.
- ścieki zmywne (rejon kotłowni, mycie placów i dróg) odprowadzane są do betonowego zbiornika ścieków przemysłowych, o poj. 650 m³; Charakterystyczne wskaźniki jakości ścieków to: zawiesina ogólna, azot amonowy, fosfor ogólny, węglowodory ropopochodne.

Ścieki przemysłowe, powstające w wyniku funkcjonowania Zakładu Jastrzębie-Zdrój pochodzące z obiegu kotłowego, ciepłowniczego, odsalania układu chłodzenia, stacji uzdatniania wody, odzūżlania oraz ścieki zmywne zbierane są systemem wewnętrznej kanalizacji przemysłowej w betonowym zbiorniku głębokim, o pojemności 650 m³, skąd pompowane są do przepompowni, a dalej do urządzeń kanalizacyjnych oczyszczalni „Ruptawa” administrowanej przez Jastrzębski Zakład Wodociągów i Kanalizacji S.A., na podstawie obustronnej umowy.

Ilość ścieków przemysłowych:

L.p.	Wyszczególnienie	Jednostka	Ilość
1.	Całkowita ilość ścieków przemysłowych, w tym:	m ³ /d m ³ /rok	1 500,0 547 500
1.1	Ścieki z odświeżania obiegu chłodzenia	m ³ /d m ³ /rok	1 362,1 497 167
1.2	Ścieki z odświeżania obiegu wodno-parowego (odmuliny)	m ³ /d m ³ /rok	2,0 730
1.3	Ścieki ze stacji uzdatniania wody (SUW)	m ³ /d m ³ /rok	134,1 48 947
1.4	Ścieki zmywne z kotłowni, maszynowni, stacji przygotowywania i transportu paliwa niskokalorycznego, zbiorników retencyjnych popiołów lotnych, dennych i sorbentu, stanowiska rozładunkowego sorbentu, oleju i wody amoniakalnej, sprężarkowi i pompowni wody amoniakalnej	m ³ /d m ³ /rok	0,25 91
1.5	Ścieki z odzūżlania	m ³ /d m ³ /rok	1,0 365

Szacunkowa ilość ścieków odprowadzanych do zewnętrznych urządzeń kanalizacyjnych, pochodzących z odwodnień i spustów obiegu ciepłowniczego może wynosić $Q_{rok} = \text{ok. } 200 \text{ m}^3/\text{rok}$ (ścieki te powstają okresowo, kilka razy w roku).

I.2.B.10. Gospodarka odpadami.

W instalacji spalania paliw prowadzonej przez PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa S.A. Zakład Jastrzębie-Zdrój wytwarzane są odpady, powstające w wyniku prowadzonych procesów technologicznych oraz odpady pochodzące z procesów utrzymania instalacji w ruchu.

Podstawowe odpady technologiczne, tj. popioły lotne i żużle oraz piaski ze złóż fluidalnych i mieszaniny popiołów lotnych i odpadów stałych z wapniowych metod odsiarczania gazów odlotowych ze spalania w złożu fluidalnym kotła CFB są w całości gospodarczo wykorzystywane i zagospodarowane, co eliminuje ujemny wpływ tych odpadów na środowisko. Pozostałe odpady (w tym także niebezpieczne) są odpowiednio, selektywnie magazynowane i przekazywane specjalistycznym firmom do odzysku lub unieszkodliwiania.

I.2.B.11. Parametry emitorów związanych z instalacjami i urządzeniami powiązanymi technologicznie z instalacją spalania paliw.

Lp.	Oznaczenie	Nazwa emitora	Wysokość	Średnica	Gazy odlotowe
-----	------------	---------------	----------	----------	---------------

	emitora			wylotu	Objętość gazu	Temp.
			m	m	Nm ³ /h	K
1	E3	Proces magazynowania, zbiornik popiołu V = 800 m ³	35	0,2	1000	293
2	E4	Proces magazynowania, zbiornik biomasy V = 675 m ³	42	0,4	3600	293
3	E9	Proces magazynowania, zbiornik popiołu lotnego z kotła fluidalnego V = 2510 m ³	52	0,5	2000	293
4	E10	Proces magazynowania, zbiornik popiołu dennego z kotła fluidalnego V = 1130 m ³	35	0,2	1000	293
5	E11	Proces magazynowania, zbiornik sorbentu wapiennego dla kotła fluidalnego V = 1000 m ³	15	0,2	930	293

Pozostałe emitery:

- E-5: Odpowietrzenie systemu transportu biomasy do silosu, z którego gazy po odpyleniu w filtrocyklonie odprowadzane są do powietrza emitorem o wysokości $h = 43,5$ m i średnicy wylotu $d = 0,44$ m,
- E-6: Wentylacja mechaniczna pomieszczenia rozładunku samochodów, z którego gazy po odpyleniu w filtrze tkaninowym odprowadzane są do powietrza emitorem o wysokości $h = 3,0$ m i średnicy wylotu $d = 0,6$ m,
- E-7: Gazy zbierane z systemu oczyszczania podestów pod silosem magazynowym po odpyleniu w filtrze tkaninowym odprowadzane są do powietrza emitorem o wysokości $h = 12,0$ m i przekroju wylotu $d = 0,315 \times 0,224$ m,
- E-8: Odpowietrzenie podajnika kubelkowego, z którego gazy po oczyszczeniu w filtrocyklonie odprowadzane są do powietrza emitorem o wysokości $h = 3$ m i średnicy $d = 0,16$ m.

I.3. Źródła emisji, zużycie energii, materiałów, surowców i paliw (w tym źródła zaopatrzenia zakładu w wodę).

W instalacji energetycznego spalania paliw Spółki PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa S.A. będą wykorzystywane następujące surowce:

- węgiel kamienny,
- niskokaloryczne paliwo węglowe
- biomasa
- woda
- gaz z odmetanowania kopaliń
- sorbent w postaci wapna palonego

- wodny roztwór amoniaku (odazotowanie spalin).

I.3.1. Prognozowane zużycie surowców.

Lp.	Rodzaj surowca	Jednostka	Wielkość zużycia
1	Węgiel kamienny	Mg/rok	ok. 268 237
2	Gaz z odmetanowania kopalń (100% CH ₄)	tyś. m ³ /rok	ok. 42 000
3	Biomasa	Mg/rok	ok. 33 000
4	Niskokaloryczne paliwo węglowe	Mg/rok	ok. 250 176
5	Woda pitna	m ³ /rok	ok. 470 000
6	Woda przemysłowa	m ³ /rok	ok. 2 800 000
7	Sorbent (wapno palone, wysoko reaktywne)	Mg/rok	ok. 22 400
8	Wodny roztwór amoniaku	Mg/rok	ok. 1 400

I.3.2. Prognozowane zużycie materiałów.

W instalacji energetycznego spalania paliw Spółki PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa S.A. będą wykorzystywane następujące materiały:

- olej opałowy do rozpalania kotła CFB-275,
- oleje: turbinowy, transformatorowy, przekładniowy, maszynowy, silnikowy,
- substancje służące do uzdatniania wody w układzie chłodzenia CFB-275.

Lp.	Wyszczególnienie	Jednostka	Prognoza zużycia
1	Kwas solny techniczny > 30%	Mg/rok	ok. 166
2	Ług sodowy 45%	Mg/rok	ok. 66
3	Chlorek sodu	Mg/rok	ok. 27
4	Reagent De-emis (24% roztwór amoniaku)	Mg/rok	ok. 1 296
5	Fosforan trójsodowy	Mg/rok	ok. 3,0
6	Eliminox	Mg/rok	ok. 5,0
7	Nalco 8506	Mg/rok	ok. 0,5
8	Nalco 7330	Mg/rok	ok. 5,0
9	pH Redom 5200M	Mg/rok	ok. 7,0
10	3DTRASAR 3DT121	Mg/rok	ok. 7,0
11	3DTRASAR 3DT199	Mg/rok	ok. 2,0

I.3.3. Wielkości zużycia energii na potrzeby własne instalacji energetycznego spalania paliw.

Prognozowane zużycie energii na potrzeby własne instalacji wynosi:

Wyszczególnienie	Prognoza zużycia na potrzeby własne:
Energia elektryczna	ok. 130 000 MWh/rok
Energia cieplna	ok. 120 000 GJ/rok

I.3.4. Zdolność produkcyjna instalacji IPPC.

Na terenie Zakładu Jastrzębie-Zdrój realizowany jest następujący profil produkcji:

Nazwa produktu	Zakładana produkcja w ciągu roku
Energia elektryczna	737 500 MWh
Energia cieplna	1 400 000 GJ

I.3.5. Czas pracy.

Instalacja spalania paliw PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa S.A. Zakład Jastrzębie-Zdrój w Jastrzębiu – Zdroju jest eksploatowana w systemie ciągłym, przez cały rok. Liczba równocześnie pracujących źródeł uzależniona jest od temperatury zewnętrznej i zapotrzebowania odbiorców zewnętrznych – w okresie zimowym zapotrzebowanie to jest wyższe, a w okresie letnim niższe. Podstawową jednostką wytwórczą, eksploatowaną w instalacji jest kocioł fluidalny, który wytwarza energię elektryczną i ciepło w układzie kogeneracyjnym. Kocioł ten stanowi jednocześnie podstawowe źródło wytwarzania ciepła na potrzeby odbiorców w Zakładzie Jastrzębie-Zdrój. W przypadku zwiększonego zapotrzebowania na ciepło, które przekracza maksymalną moc cieplną bloku fluidalnego, nadwyżka pokrywana jest przez kocioł wodny WP-70 (kocioł szczytowy). W przypadku konieczności okresowego wyłączenia z eksploatacji kotła fluidalnego, uruchamiany jest kocioł WP-70.

W okresie letnim, kiedy zapotrzebowanie odbiorców zewnętrznych na ciepło jest mniejsze, kocioł fluidalny pracuje z nastawieniem na maksymalizację produkcji energii elektrycznej. Wówczas, w celu pokrycia dodatkowego zapotrzebowania na ciepło, eksploatowany jest również kocioł wodny PWPg-6. Agregaty prądotwórcze są przewidziane do pracy przez większość roku i pozwalają będą na skojarzoną produkcję energii elektrycznej i ciepła.

I.3.6. Charakterystyka stosowanych paliw.

Paliwo rozpalikowe

Kotły wchodzące w skład istniejącej instalacji spalania paliw rozpalane są przy pomocy palników gazowych, zasilanych gazem z odmetanowania kopalń. Planowe włączenia i wyłączenia kotłów wynikają z zapotrzebowania na energię cieplną u odbiorców. Dodatkowe jednostkowe włączenia kotła

mogą wynikać z potrzeby pokrycia dodatkowego zapotrzebowania na ciepło np. w okresach bardzo niskich temperatur zewnętrznych.

Wartość opałowa gazu z odmetanowania kopalń – 35-36 MJ/m³ (100% CH₄).

Zużycie paliwa rozpałkowego w poszczególnych kotłach:

- kocioł WP-70 ok. 6,1 tys.m³/rozruch
- kocioł PWPg - 6 ok. 5,3 tys.m³/rozruch

Kocioł CFB – 275 jest rozpalany przy użyciu oleju opałowego, o wartości opałowej $\geq 42,5$ MJ/kg.

Zużycie paliwa rozpałkowego w kotle CFB - 275:

- kocioł CFB-275 – ok. 6 100 t/rozruch.

Paliwo podstawowe

Paliwem podstawowym dla kotłów WP-70 i CFB-275 jest węgiel kamienny. Kocioł fluidalny CFB – 275 został zoptymalizowany do pracy na mieszankach paliwowych, utworzonych na bazie referencyjnego węgla kamiennego, o następujących parametrach:

- wartość opałowa min. 20,0 MJ/kg,
- zawartość siarki do 1,0%,
- zawartość popiołu do 30,0%,
- zawartość wilgoci całkowitej ok. 9,0%.

Paliwo dodatkowe

Kocioł fluidalny został zoptymalizowany dla pracy na mieszankach paliwowych utworzonych na bazie referencyjnego niskokalorycznego paliwa węglowego o następujących parametrach:

- wartość opałowa ok. 5,9 MJ/kg,
- zawartość siarki ok. 0,53%,
- zawartość popiołu ok. 52,9%,
- zawartość wilgoci całkowitej ok. 25,3%.

Kocioł fluidalny został zaprojektowany do prawidłowej pracy na mieszankach paliwowych utworzonych na bazie projektowego paliwa biomasowego. W kotle będzie wykorzystywane paliwo biomasowe pochodzenia rolniczego o następujących parametrach:

- wartość opałowa ok. 13 – 18 MJ/kg,
- zawartość siarki < 0,25%,
- zawartość popiołu < 12,0%,
- zawartość wilgoci całkowitej < 12,0%.

I.3.7. Wprowadzanie pyłów i gazów do powietrza.

I.3.7.1. Źródła emisji i miejsca wprowadzania substancji do powietrza.

Głównym źródłem emisji gazów i pyłów do powietrza jest instalacja energetycznego spalania paliw, do której zaliczają się kotły: CFB-275, WP-70, PWPg-6, silniki gazowe agregatów prądotwórczych, a także zaliczany do tej instalacji zbiornik retencyjny popiołu. W procesach pomocniczych, źródłami emisji zorganizowanej pyłów do powietrza są odpowietrzenia systemu transportu i magazynowania biomasy, magazynowania odpadów paleniskowych i sorbentu wapiennego.

Źródłem emisji niezorganizowanej zanieczyszczeń do powietrza są operacje związane ze składowaniem węgla oraz sprzęt i środki transportu. Pylenie ze składowiska węgla ma charakter okresowy i występuje zwłaszcza w czasie suchej i wietrznej pogody.

Proces składowania węgla jest tak prowadzony, aby maksymalnie wyeliminować możliwość występowania emisji niezorganizowanej drobnych frakcji pyłu węglowego. Elektrociepłownia prowadzi na bieżąco działania mające na celu ograniczenie niezorganizowanej emisji z tych źródeł poprzez:

- prowadzenie uporządkowanej gospodarki związanej z operacjami składowania i transportu paliwa,
- zagęszczenie węgla przy użyciu spychacza gąsienicowego,
- utrzymywanie porządku i czystości na placach manewrowych oraz drogach wewnętrzzakładowych oraz systematyczne zraszanie placów składowania węgla.

I.3.7.1.1. Instalacja energetycznego spalania paliw – źródła emisji.

W Elektrociepłowni eksploatowane są:

- kocioł WP-70 nr 5 o mocy w paliwie 99,3 MWt,
- kocioł PWPg-6 nr 6 o mocy w paliwie 8,5 MWt;
- kocioł fluidalny CFB-275 o mocy w paliwie 231,95 MWt,
- silnik gazowy agregatu 1 o mocy w paliwie ok. 4,6 MWt
- silnik gazowy agregatu 2 o mocy w paliwie ok. 4,6 MWt
- zbiornik retencyjny do magazynowania popiołu o pojemności 800 m³.

I.3.7.1.2. Instalacje powiązane technologicznie z instalacją spalania paliw.

Z instalacją spalania paliw technologicznie powiązana jest instalacja rozładunku, magazynowania i pneumatycznego podawania biomasy, powodująca emisję pyłu do atmosfery. Źródłem pylenia są odpowietrzenia systemu transportu i magazynowania biomasy.

Instalacje powiązane technologicznie z instalacją spalania paliw - zbiorniki magazynowe surowców i produktów, będące źródłami emisji zanieczyszczeń pyłowych do powietrza to:

- silos magazynowy biomasy o pojemności 675 m³;
- system transportu pneumatycznego biomasy;
- wentylacja stacji rozładunku biomasy;
- odkurzanie podestów instalacji biomasy;
- odpowietrzanie podnośnika kubełkowego;
- odpowietrzenie zbiornika retencyjnego popiołu;
- zbiornik retencyjny do magazynowania popiołu lotnego z kotła fluidalnego;
- zbiornik retencyjny do magazynowania popiołu dennego z kotła fluidalnego;
- zbiornik retencyjny do magazynowania sorbentu wapiennego dla kotła fluidalnego.

Potencjalnym źródłem emisji niezorganizowanej, zlokalizowanym na terenie Zakładu Jastrzębie-Zdrój jest składowisko węgla, na którym gromadzone są zapasy węgla dla kotłów.

I.3.8. Charakterystyka źródeł hałasu.

Instalacja spalania paliw Spółki PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa S.A. Zakład Jastrzębie-Zdrój i instalacje z nią powiązane są źródłem emisji hałasu do środowiska wytwarzanego przez urządzenia pracujące w otwartej przestrzeni oraz źródła kubaturowe typu budynek w wyniku pracy urządzeń wewnątrz tych obiektów. W Spółce PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa S.A. Zakład Jastrzębie-Zdrój instalacje są eksploatowane w sposób ciągły, a ilość pracujących urządzeń zależy od zapotrzebowania na ciepło i energię elektryczną u odbiorców zewnętrznych.

1. Parametry akustyczne istniejących zewnętrznych źródeł hałasu instalacji energetycznego spalania paliw PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa S.A. Zakład Jastrzębie-Zdrój.

Lp.	Źródła hałasu pracujące w otwartej przestrzeni	Poziom mocy akustycznej źródła hałasu [dB(A)]	Czas pracy źródła hałasu [h]			Równoważny poziom mocy akustycznej źródła hałasu [dB(A)]		
			I zmiana	II zmiana	III zmiana	I zmiana	II zmiana	III zmiana
1	Wentylator podmuchu kotła PWPg-6 nr 6 - 1 szt.	100,0	8:00	8:00	8:00	100,0	100,0	100,0
2	Wentylator spalin kotła wodnego WP-70 nr 5 - 1 szt.	110,0	8:00	8:00	8:00	110,0	110,0	110,0
3	Układ napędowy taśmociągów nawęglania, podajniki, przesypy	79,5	4:00	4:00	0:00	76,5	76,5	nd.
Instalacja CFB-275								
4	Czerpnia powietrza pierwotnego	86,0	8:00	8:00	8:00	86,0	86,0	86,0
5	Czerpnia powietrza wtórnego	92,0	8:00	8:00	8:00	92,0	92,0	92,0
6	Silnik wentylatora spalin CFB	82,4	8:00	8:00	8:00	82,4	82,4	82,4
7	Wentylator spalin CFB	95,0	8:00	8:00	8:00	95,0	95,0	95,0
8	Silnik wentylatora recyrkulacji	88,4	8:00	8:00	8:00	88,4	88,4	88,4
9	Czerpnie na ścianach kotłowni i nawie B-C (każda)	74,0	8:00	8:00	8:00	74,0	74,0	74,0
10	Instalacje HVAC na ścianach i dachu kotłowni (każda)	74,0	8:00	8:00	8:00	74,0	74,0	74,0
11	Wywiewniki liniowe RWA 2.1 i 2.2 na dachu kotłowni	96,8	8:00	8:00	8:00	96,8	96,8	96,8
12	Instalacje HVAC na dachu nawy B-C (każda)	80,0	8:00	8:00	8:00	80,8	80,0	80,0
13	Wentylatory Wa 1.1 do 1.4 na kotłowni (każdy)	80,0	8:00	8:00	8:00	80,8	80,0	80,0
14	Wywiewniki liniowe na dachu maszynowni RWA 1.1	95,3	8:00	8:00	8:00	95,3	95,3	95,3

Lp.	Źródła hałasu pracujące w otwartej przestrzeni	Poziom mocy akustycznej źródła hałasu [dB(A)]	Czas pracy źródła hałasu [h]			Równoważny poziom mocy akustycznej źródła hałasu [dB(A)]		
			I zmiana	II zmiana	III zmiana	I zmiana	II zmiana	III zmiana
15	Transformator blokowy CFB	96,9	8:00	8:00	8:00	96,9	96,9	96,9
16	Transformator odczepowy CFB	85,3	8:00	8:00	8:00	85,3	85,3	85,3
17	Wentylator podmuchu CFB	95,0	8:00	8:00	8:00	95,0	95,0	95,0
18	Instalacje HVAC dla przybudówki maszynowni (każda)	78,5	8:00	8:00	8:00	78,5	78,5	78,5
19	Wydmuch ze zbiorników pomp próżniowych	85,0	8:00	8:00	8:00	85,0	85,0	85,0
Agregaty prądotwórcze								
20	Centrale wentylacyjne agregatów – 4 szt.	80,6	8:00	8:00	8:00	80,6	80,6	80,6
21	Czerpnie powietrza central wentylacyjnych – 4 szt.	76,0	8:00	8:00	8:00	76,0	76,0	76,0
22	Wyrzutnie powietrza central wentylacyjnych – 4 szt.	76,0	8:00	8:00	8:00	76,0	76,0	76,0
23	Wyloty z kominów agregatów – 2 szt.	88,0	8:00	8:00	8:00	88,0	88,0	88,0

2. Parametry akustyczne wewnętrznych źródeł hałasu typu budynek instalacji energetycznego spalania paliw PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa S.A. Zakład Jastrzębie-Zdrój.

Lp.	Źródła hałasu pracujące wewnątrz budynku	Poziom dźwięku wewnątrz (1 m od ścian zewnętrznych [dB(A)]	Czas pracy źródła hałasu [h]			Równoważny poziom dźwięku wewnątrz pomieszczenia w odległości 1 m od ścian [dB(A)]		
			I zmian a	II zmian a	III zmian a	I zmian a	II zmian a	III zmian a
Budynek kotłowni								

Lp.	Źródła hałasu pracujące wewnątrz budynku	Poziom dźwięku wewnątrz (1 m od ścian zewnętrznych [dB(A)])	Czas pracy źródła hałasu [h]			Równoważny poziom dźwięku wewnątrz pomieszczenia w odległości 1 m od ścian [dB(A)]		
			I zmian a	II zmian a	III zmian a	I zmian a	II zmian a	III zmian a
1	Podajniki węgla kotła WP-70 nr 5 - 3 szt. (2 szt. w eksploatacji, 1 szt. w rezerwie)	94,0	8:00	8:00	8:00	94,0	94,0	94,0
2	Młyny węglowe kotła WP-70 nr 5 - 3 szt. (2 szt. w eksploatacji, 1 szt. w rezerwie)	115,0	8:00	8:00	8:00	115,0	115,0	115,0
3	Napędy przenośników nawęglania - 2 szt.	105,0	8:00	8:00	8:00	105,0	105,0	105,0
4	Napędy układów podawania biomasy - 2 szt.	105,0	8:00	8:00	8:00	105,0	105,0	105,0
5	Zespoły podajników biomasy - 2 szt.	94,0	8:00	8:00	8:00	94,0	94,0	94,0
6	Mlewnik walcowy	90,0	8:00	8:00	8:00	90,0	90,0	90,0
7	Kotłownia wraz z nawą elektryczną z bloku CFB	85,0	8:00	8:00	8:00	85,0	85,0	85,0
8	Nawa B-C z galerią nawęglania z bloku CFB	85,0	8:00	8:00	8:00	85,0	85,0	85,0
Budynek maszynowni								
9	Pompy wody zasilającej - 3 szt. (2 szt. w eksploatacji, 1 szt. w rezerwie)	95,0	8:00	8:00	8:00	95,0	95,0	95,0
10	Pompy wody obiegowej - 5 szt. (4 szt. w eksploatacji, 1 szt. w rezerwie)	105,0	8:00	8:00	8:00	105,0	105,0	105,0
11	Pompy kondensatu – 2 szt.	102,1	8:00	8:00	8:00	102,1	102,1	102,1
12	Maszynownia z bloku CFB	90,0	8:00	8:00	8:00	90,0	90,0	90,0
13	Przybudówka maszynowni z bloku CFB	85,0	8:00	8:00	8:00	85,0	85,0	85,0
Budynek agregatów prądotwórczych								

Lp.	Źródła hałasu pracujące wewnątrz budynku	Poziom dźwięku wewnątrz (1 m od ścian zewnętrznych [dB(A)])	Czas pracy źródła hałasu [h]			Równoważny poziom dźwięku wewnątrz pomieszczenia w odległości 1 m od ścian [dB(A)]		
			I zmiana	II zmiana	III zmiana	I zmiana	II zmiana	III zmiana
14	Agregaty prądotwórcze – 2 szt. wraz z układami towarzyszącymi	110,0	8:00	8:00	8:00	110,0	110,0	110,0

3. Parametry charakteryzujące źródła emisji hałasu powiązane technologicznie z istniejącą instalacją energetycznego spalania paliw, pracujące w otwartej przestrzeni.

Lp.	Źródło hałasu pracujące w otwartej przestrzeni z istniejącej części	Poziom mocy akustycznej źródła hałasu [dB(A)]	Czas pracy źródła hałasu [h]			Równoważny poziom mocy akustycznej źródła hałasu [dB(A)]		
			I zmiana	II zmiana	III zmiana	I zmiana	II zmiana	III zmiana
1	Chłodnia wentylatorowa	110,0	8:00	8:00	8:00	110,0	110,0	110,0
2	Spychacz gąsienicowy typu TD-15C na składowisku węgla	114,8	4:00	-	-	111,8	-	-
3	Wentylator systemu wentylacji pomieszczenia rozładunku samochodów	90,0	8:00	8:00	8:00	90,0	90,0	90,0
4	Instalacja odpowietrzenia systemu transportu składająca się z filtrocyclonu i Wentylatora	90,0	8:00	8:00	8:00	90,0	90,0	90,0
5	Odkurzacz powierzchni podestów	90,0	8:00	8:00	8:00	90,0	90,0	90,0
6	Dmuchawa systemu transportu pneumatycznego – 4 szt.	85,0	8:00	8:00	8:00	85,0	85,0	85,0
7	Odpowietrzenie podajnika	90,0	8:00	8:00	8:00	90,0	90,0	90,0

Lp.	Źródło hałasu pracujące w otwartej przestrzeni z istniejącej części	Poziom mocy akustycznej źródła hałasu [dB(A)]	Czas pracy źródła hałasu [h]			Równoważny poziom mocy akustycznej źródła hałasu [dB(A)]		
			I zmiana	II zmiana	III zmiana	I zmiana	II zmiana	III zmiana
	kubelkowego							

4. Parametry charakteryzujące źródła emisji hałasu powiązane technologicznie z instalacją spalania paliw, pracujące wewnątrz obiektów kubaturowych.

Lp.	Źródło hałasu pracujące wewnątrz budynku	Poziom dźwięku wewnątrz (1 m od ścian zewnętrznych) [dB(A)]	Czas pracy źródła hałasu [h]			Równoważny poziom dźwięku wewnątrz pomieszczenia w odległości 1 m od ścian [dB(A)]		
			I zmiana	II zmiana	III zmiana	I zmiana	II zmiana	III zmiana
1	Pompownia wody chłodzącej	81,1 – 84,3	8:00	8:00	8:00	81, – 84,3	81,1-84,3	81,1-84,3
Obudowane urządzenia transportu biomasy								
2	Podnośnik kubelkowy	80,0	8:00	8:00	8:00	80,0	80,0	80,0
3	Przenośnik zgarniakowy	80,0	8:00	8:00	8:00	80,0	80,0	80,0
4	Wybierak ślimakowy – 5 szt.	80,0	8:00	8:00	8:00	80,0	80,0	80,0
Budynek techniczny								
5	Sprężarka powietrza – 2 szt.	85,0	8:00	8:00	8:00	85,0	85,0	85,0

5. Parametry charakteryzujące zewnętrzne źródła emisji hałasu powiązane technologicznie z instalacją CFB

Lp.	Źródło hałasu pracujące w otwartej przestrzeni	Poziom mocy akustycznej źródła hałasu [dB(A)]	Czas pracy źródła hałasu [h]			Równoważny poziom mocy akustycznej źródła hałasu [dB(A)]		
			I zmiana	II zmiana	III zmiana	I zmiana	II zmiana	III zmiana
1	Instalacje HVAC filtrów workowych (każda)	77,0	8:00	8:00	8:00	77,0	77,0	77,0
2	Czerpnie na Sprężarkowni Cz1 do Cz10	79,6 – 80,3	8:00	8:00	8:00	79,6-80,3	79,6-80,3	79,6-80,3
3	Instalacje HVAC Pompowni Oleju	80,0	8:00	8:00	8:00	80,0	80,0	80,0
4	Instalacje HVAC Pompowni PPOZ	80,0	8:00	8:00	8:00	80,0	80,0	80,0

Lp.	Źródło hałasu pracujące w otwartej przestrzeni	Poziom mocy akustycznej źródła hałasu [dB(A)]	Czas pracy źródła hałasu [h]			Równoważny poziom mocy akustycznej źródła hałasu [dB(A)]		
			I zmiana	II zmiana	III zmiana	I zmiana	II zmiana	III zmiana
5	Czerpnie Pompowni Wody Chłodzącej od Cz 1.1 do 1.8	81,6	8:00	8:00	8:00	81,6	81,6	81,6
6	Czerpnie Pompowni Wody Chłodzącej Cz 2.1 i 2.2	76,1	8:00	8:00	8:00	76,1	76,1	76,1
7	Wentylatory na Pompowni Wody Chłodzącej od W1.1 do 2.2 (każdy)	77,0	8:00	8:00	8:00	77,0	77,0	77,0
8	Wyrzutnia ze sprężarek nr 1 do 4 na Sprężarkowni	92,0	8:00	8:00	8:00	92,0	92,0	92,0
9	Wyrzutnie ze sprężarek nr 5 i 6 na Sprężarkowni	95,2	8:00	8:00	8:00	95,2	95,2	95,2
10	Instalacje HVAC na Stacji Przygotowania Węgla	80,0	8:00	8:00	8:00	80,0	80,0	80,0
11	Instalacje HVAC na SUW	80,0	8:00	8:00	8:00	80,0	80,0	80,0
12	Agregat odkurzający układu odkurzania	94,8	8:00	8:00	8:00	94,8	94,8	94,8
13	Instalacja układu odpylania	91,0	8:00	8:00	8:00	91,0	91,0	91,0
14	Wentylator na zbiorniku sorbentu	74,5	8:00	8:00	8:00	74,5	74,5	74,5
15	Wentylator na zbiorniku popiołu dennego	80,8	8:00	8:00	8:00	80,8	80,8	80,8
16	Wentylator na zbiorniku popiołu lotnego	83,8	8:00	8:00	8:00	83,8	83,8	83,8

6. Parametry akustyczne kubaturowych źródeł hałasu instalacji powiązanych technologicznie z instalacją CFB

Lp.	Źródło hałasu pracujące wewnątrz budynku	Poziom dźwięku wewnątrz (1 m od ścian zewnętrznych) [dB(A)]	Czas pracy źródła hałasu [h]			Równoważny poziom dźwięku wewnątrz pomieszczenia w odległości 1 m od ścian [dB(A)]		
			I zmiana	II zmiana	III zmiana	I zmiana	II zmiana	III zmiana
1	Pompownia oleju	85,0	8:00	8:00	8:00	85,0	85,0	85,0
2	Pompownia PPOZ	85,0	8:00	8:00	8:00	85,0	85,0	85,0
3	Pompownia wody amoniakalnej	85,0	8:00	8:00	8:00	85,0	85,0	85,0
4	Pompownia wody chłodzącej	81,7	8:00	8:00	8:00	81,7	81,7	81,7
5	Sprężarkownia	91,8 – 93,0	8:00	8:00	8:00	91, – 93,0	91,8– 93,0	91,8– 93,0
6	Stacja Przygotowania Węgla	80,0	8:00	8:00	8:00	80,0	80,0	80,0

II. Wymagane działania, w tym środki techniczne mające na celu zapobieganie lub ograniczanie emisji. Sposoby osiągania wysokiego poziomu ochrony środowiska jako całości i zapewnienia efektywnego wykorzystania energii – analiza zgodności z BAT.

Spółka PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa S.A. Zakład Jastrzębie-Zdrój opiera swoją działalność na zintegrowanym systemie zarządzania środowiskiem i produkcją, czyli:

- racjonalnym doborze paliw i surowców ograniczających wielkości powstających zanieczyszczeń u źródła;
- zapewnieniu skutecznych urządzeń ograniczających wielkości emitowanych zanieczyszczeń do środowiska;
- stworzeniu możliwości wykorzystania wszystkich powstających odpadów związanych z technologią spalania węgla;
- ograniczeniu do niezbędnego minimum czasu występowania warunków odbiegających od normalnych;
- spełnieniu wymagań najlepszej dostępnej techniki.

II.1. W zakresie wprowadzania zintegrowanego systemu zarządzania środowiskowego.

Zastosowano następujące rozwiązania wynikające z BAT 1.

Nr konkluzji BAT	Sposób realizacji w instalacji LCP
BAT 1	Instalacja spełnia wymagania konkluzji BAT PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa S.A. w Jastrzębiu Zdroju Zakład Jastrzębie-Zdrój posiada certyfikaty potwierdzające funkcjonowanie Zintegrowanego Systemu Zarządzania

	w całym obszarze działania Spółki. Zintegrowany System Zarządzania obejmuje: - System Zarządzania Jakością zgodny z wymaganiami normy PN-EN-ISO 9001:2015 - System Zarządzania Środowiskowego zgodny z wymaganiami normy PN-EN-ISO 14001:2015:09 - System Zarządzania Bezpieczeństwem i Higieną Pracy zgodny z wymaganiami normy PN-EN-ISO 45001:2018:06 1. W ramach funkcjonującego Zintegrowanego Systemu Zarządzania są określone zadania i obowiązki dla poszczególnych Kierowników Komórek Organizacyjnych. 2. Polityka środowiskowa ujęta jest w Polityce Zintegrowanego Systemu Zarządzania, która obowiązuje we wszystkich lokalizacjach PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa S.A. 3. Cele i procedury są ustalane w powiązaniu z planami finansowymi i inwestycjami. 4. Po opracowaniu procedur i instrukcji dokumenty te są niezwłocznie wdrażane. Okresowo prowadzone są szkolenia mające na celu podnoszenie świadomości pracowników, poczucia odpowiedzialności, zaangażowania oraz uwzględniania roli pracowników w działaniach na rzecz poprawy jakości, ochrony środowiska oraz bezpieczeństwa i higieny pracy. Pracownicy uczestniczą również w szkoleniach i kursach specjalistycznych zgodnych ze specyfiką wykonywanej pracy. 5. Sprawdzanie efektywności prowadzone jest na podstawie prowadzonych pomiarów, monitoringów, bilansów i analiz. Okresowo prowadzone są audyty wewnętrzne i zewnętrzne w celu sprawdzenia zgodności systemu zarządzania z normami. W wyniku stwierdzenia nieprawidłowości podejmowane są działania korygujące, naprawcze i zapobiegawcze; 6. Prowadzone są okresowe przeglądy systemu zarządzania środowiskowego, szczególnie w celu weryfikacji zgodności z wymaganiami norm ISO, wymaganiami prawnymi i wewnętrznymi zasadami firmy. 7. Procesy inwestycyjne, modernizacyjne, uwzględniają zastosowanie najnowszych technologii możliwych do stosowania w instalacji. Projekty są ujmowane w celach długoterminowych oraz programach zadań środowiskowych na poszczególne lata. 8. Przy projektowaniu instalacji lub urządzeń uzyskiwane są stosowne decyzje w zakresie ochrony środowiska. Obiekty przez cały okres funkcjonowania są monitorowane uwzględniając ich wpływ na środowisko. 9. Prowadzona jest analiza porównawcza kluczowych wskaźników produkcyjnych pomiędzy instalacjami PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa S.A. 10. Jakość stosowanych paliw jest określona i na bieżąco kontrolowana. 11. Zakład posiada określone sposoby postępowania i warunki eksploatacji instalacji w okresach rozruchu i wyłączenia. Dodatkowo, w ramach dostosowania instalacji do wymogów BAT, prowadzący instalację w ramach systemu zarządzania środowiskowego dopracuje lub wdroży procedury/instrukcje dotyczące przeglądów i rejestrowania emisji spowodowanych przez inne niż normalne warunki użytkowania i związane z nimi okoliczności oraz realizację działań naprawczych. Ponadto procedury/instrukcje obejmować będą całościową ocenę emisji podczas innych niż normalne warunków użytkowania. Termin
--	--

	wdrożenia ww. procedur do 17.08.2021 r. 12. Określone są sposoby postępowania z odpadami, szczególnie z odpadami paleniskowymi. Głównym celem jest kierowanie odpadów paleniskowych do odzysku. 13. Określone są sposoby nadzorowania i kontrolowania potencjalnych miejsc emisji do środowiska, a także zapobiegania możliwości ich występowania. 14. PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa S.A. posiada zidentyfikowane miejsca emisji pyłu w każdym z zakładów/oddziałów. Każdy zakład/oddział posiada określone metody i działania podejmowane w celu ograniczenia lub wyeliminowania emisji pyłu. 15. We wszystkich zakładach PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa S.A. prowadzone są okresowe pomiary hałasu w środowisku, które pozwalają na ocenę oddziaływania akustycznego poszczególnych zakładów. 16. W zakładzie nie stosuje się paliw i substancji o uciążliwym zapachu.
--	---

II.2. W zakresie monitorowania.

Zastosowano następujące rozwiązania wynikające z BAT 2, BAT 3, BAT 4.

Nr konkluzji BAT	Sposób realizacji w instalacji LCP
BAT 2	Instalacja należąca do PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa S.A. Zakład Jastrzębie-Zdrój jest instalacją istniejącą, której źródła posiadają określoną sprawność. Kocioł fluidalny, który jest najnowszą jednostką wytwórczą w zakładzie po oddaniu do eksploatacji został poddany badaniom mającym na celu określenie sprawności elektrycznej netto. W przypadku wprowadzenia w instalacji znaczących zmian, które mogą wpłynąć na sprawność jednostek spalania prowadzący instalację przeprowadza stosowne badania efektywności.
BAT 3 Monitoring parametrów spalin	PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa S.A. Zakład Jastrzębie-Zdrój prowadzi monitoring kluczowych parametrów odprowadzanych gazów odlotowych (przepływ, zawartość tlenu, temperatura, ciśnienie, zawartość pary wodnej).
BAT 4 Pomiar emisji	PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa S.A. Zakład Jastrzębie-Zdrój prowadzi obecnie ciągłe i okresowe pomiary emisji do powietrza w zakresie i z częstotliwością zgodną z wymaganiami obowiązujących przepisów krajowych. Pomiary emisji są wykonywane zgodnie z metodykami referencyjnymi. Zakres i częstotliwość prowadzonych pomiarów emisji są dostosowane do wymagań wynikających z konkluzji BAT 4.

II.3. W zakresie ogólnej efektywności środowiskowej i sprawności spalania.

Zastosowano następujące rozwiązania wynikające z BAT 6, BAT 7, BAT 8, BAT 9, BAT 10, BAT 11.

Nr konkluzji BAT	Sposób realizacji w instalacji LCP
BAT 6 Ograniczenie emisji CO i niespalonych substancji do powietrza	W ramach poprawy ogólnej efektywności środowiskowej oraz ograniczenia emisji CO i niespalonych substancji w instalacji prowadzone są następujące działania: a) do kotłów podawane jest paliwo o odpowiednio dobranych parametrach w celu utrzymania stabilnych warunków pracy instalacji. Parametry procesu spalania są dobierane adekwatnie do charakterystyki stosowanych paliw; b) prowadzone są regularne przeglądy, konserwacje oraz remonty układów spalania

	zgodnie z wieloletnim planem inwestycyjnym funkcjonującym w spółce; c) stosowany jest zaawansowany system kontroli procesu spalania paliw w kotłach; d) kotły instalacji są kotłami powszechnie stosowanymi w energetyce zawodowej. Kotły te charakteryzują się konstrukcją odpowiednio dobraną do rodzaju spalanych paliw; e) stosowane są paliwa o odpowiednich parametrach zapewniających optymalny przebieg procesu spalania w kotłach, również proporcje współspalanych paliw są dobierane tak, aby zapewnić odpowiedni przebieg procesu spalania.
BAT 7 Emisja amoniaku	Kocioł fluidalny posiada instalację odazotowania spalin metodą selektywnej niekatalitycznej redukcji (SNCR). Praca tej instalacji została odpowiednio zoptymalizowana (m.in. w zakresie udziału reagenta do zawartości tlenków azotu, rozkładu reagenta, rozmiarów kropeł reagenta itp.). W kotle WP-70 nie jest prowadzone odazotowanie spalin metodami wtórnymi. Stosowane metody pierwotne pozwalają na uzyskanie emisji zgodnej z wymaganiami.
BAT 8 Optymalna wydajność i dostępność systemów redukcji emisji	PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa S.A. Zakład Jastrzębie-Zdrój, eksploatuje posiadane układy do redukcji emisji zanieczyszczeń w sposób zapewniający ich prawidłową i optymalną pracę zgodnie z instrukcjami technologicznymi. Projektowany do zabudowy, nowy układ oczyszczania gazów z kotła CFB-275 zostanie zaprojektowany stosownie do specyfikacji tego kotła i również będzie eksploatowany w sposób optymalny zgodnie z instrukcjami technologicznymi. Układy oczyszczania gazów są i będą poddawane regularnym konserwacjom, co pozwala na ich utrzymanie w dobrym stanie technicznym i zapewnia dotrzymywanie obowiązujących warunków emisyjnych.
BAT 9 Poprawa ogólnej efektywności środowiskowej	W ramach prowadzonej kontroli procesu spalania wykonywane są regularne badania jakości paliw mające na celu m.in.: - kontrolę jakości paliwa dostarczanego przed dostawców - spełnienie wymagań systemu monitorowania emisji CO₂ - kontrolę jakości paliwa pod kątem wykorzystania go w posiadanych jednostkach kotłowych Dane dotyczące charakterystyki paliw są brane pod uwagę przy określaniu warunków eksploatacji instalacji. PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa S.A. Zakład Jastrzębie-Zdrój ma obowiązek prowadzić badania jakości stosowanych paliw w zakresie zgodnym z BAT 9 tzn. obejmujące następujące parametry: - dla węgla kamiennego: wartość opałowa, wilgotność, substancje lotne, popiół, współczynnik „fixed carbon”, C, H, N, O, S, Br, Cl, F, metale i metaloidy (As, Cd, Co, Cr, Cu, Hg, Mn, Ni, Pb, Sb, Tl, V, Zn), badania te będą prowadzone z częstotliwością: - minimum 1 raz na tydzień w zakresie wartość opałowa, wilgotność, substancje lotne, zawartość popiołu, współczynnik „fixed carbon”, zawartość C, H, N, O, S (w trakcie pracy instalacji); - minimum 1 raz na rok w zakresie Br, Cl, F, metale i metaloidy (As, Cd, Co, Cr, Cu, Hg, Mn, Ni, Pb, Sb, Tl, V, Zn), - dla biomasy: wartość opałowa, wilgotność, popiół, C, Cl, F, N, S, K, Na, metale i metaloidy (As, Cd, Cr, Cu, Hg, Pb, Zn). badania te będą prowadzone z częstotliwością: - minimum 1 raz na tydzień w zakresie wartość opałowa, wilgotność, popiół, C, Cl, - minimum 1 raz na rok w zakresie F, N, S, K, Na, metale i metaloidy (As, Cd, Cr, Cu, Hg, Pb, Zn).

	Zakres badań prowadzonych dla gazu z odmetanowania kopalń obejmuje: wartość opałowa, wskaźniki emisji CO ₂ , koncentracja CH ₄ .
BAT 10 Ograniczanie emisji do wody lub powietrza w warunkach innych niż normalne warunki użytkowania	Ograniczenie oddziaływania instalacji w warunkach odbiegających od normalnych jest realizowane poprzez racjonalne zarządzanie pracą instalacji, w tym ograniczanie okresów rozruchu i wyłączenia kotłów do niezbędnego minimum, a także poprzez bieżące utrzymywanie układów instalacji w dobrym stanie technicznym, co ogranicza możliwość występowania sytuacji awaryjnych. Warunki pracy instalacji są odpowiednio planowane, a zmienne zapotrzebowanie na produkowaną energię jest w pierwszej kolejności pokrywane przez zmianę obciążenia pracujących źródeł w zakresie uzasadnionym względami technicznymi. Warunki odbiegające od normalnych są rejestrowane. W razie konieczności podejmowane są odpowiednie działania korygujące mające na celu ograniczenie występowania lub czasu trwania warunków odbiegających od warunków normalnych. PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa S.A. Zakład Jastrzębie-Zdrój posiada określone zasady postępowania w warunkach rozruchu, wyłączenia i w sytuacjach awaryjnych. W celu pełnego dostosowania do wymogów BAT, prowadzący instalację w ramach systemu zarządzania środowiskowego ma obowiązek wdrożyć stosowne procedury/instrukcje dotyczące przeglądów i rejestrowania emisji spowodowanych przez inne niż normalne warunki użytkowania i związane z nimi okoliczności oraz realizację działań naprawczych. Procedury/instrukcje obejmować powinny analizę ewentualnych emisji do powietrza, wody i gleby uwzględniając ich znaczenie, prawdopodobieństwo i skalę oddziaływań związanych z tymi emisjami.
BAT 11 Emisja w warunkach odbiegających od normalnych	Kocioł fluidalny w dalszym ciągu jest wyposażony w ciągły monitoring emisji umożliwiający kontrolę emisji, także w warunkach odbiegających od normalnych. Kocioł WP-70, który jest źródłem szczytowym, objęty jest monitoringiem okresowym. Dla tego kotła emisje podczas rozruchu i wyłączenia będą określone w sposób pośredni tj. na podstawie reprezentatywnych wskaźników emisji.

II.4. W zakresie sprawności energetycznej.

Zastosowano następujące rozwiązania wynikające z BAT 12.

Nr konkluzji BAT	Sposób realizacji w instalacji LCP
BAT 12	PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa S.A Zakład Jastrzębie-Zdrój stosuje szereg technik (kombinację technik) zgodnych z BAT 12 mających na celu uzyskanie wysokiej sprawności energetycznej jednostek spalania. Do stosowanych technik zaliczyć można m.in.: - optymalizacja procesu spalania – jest realizowana poprzez regulację szeregu kluczowych parametrów pracy kotłów i układów powiązanych. W instalacji stosowane są systemy automatyki, które mają za zadanie utrzymywać odpowiednie parametry pracy kotłów - minimalizacja zużycia energii – w instalacji dąży się do minimalizacji zużycia energii na potrzeby własne poprzez wykorzystywanie efektywnych urządzeń, odpowiednie sterowanie pracą urządzeń, a także kontrolę wielkości zużycia energii na potrzeby własne instalacji. Praca układów instalacji jest optymalizowana, a reżimy pracy poszczególnych urządzeń dotrzymywane;

	- system kontroli – analizowana instalacja wyposażona jest w zaawansowany system kontroli wydajności procesu spalania, który ma za zadanie utrzymywać odpowiednie parametry technologiczne, co przekłada się także na optymalizację produkcji energii; - odzysk ciepła przez kogenerację (CHP); j) gotowość do pracy w układzie kogeneracyjnym (CHP) – podstawową jednostką wytwórczą w instalacji spalania paliw PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa S.A. Zakład Jastrzębie-Zdrój jest nowy kocioł fluidalny, który umożliwia produkcję energii elektrycznej i ciepła w skojarzeniu (kogenerację). Pod kątem efektywności energetycznej układ taki jest rozwiązaniem korzystnym i charakteryzującym się także dużą elastycznością pracy (możliwość regulacji produkcji ciepła i energii elektrycznej w zależności od bieżącego zapotrzebowania). - minimalizacja strat ciepła – kluczowe urządzenia instalacji oraz armatura są zaizolowane, w celu ograniczenia strat ciepła do otoczenia.
--	---

II.5. W zakresie ochrony powietrza.

W instalacji energetycznego spalania paliw ochrona powietrza realizowana jest poprzez stosowanie metod:

- organizacyjnych, czyli systemu odpowiedniego gospodarowania paliwem,
- pierwotnych, czyli stosowania odpowiednich technik spalania,
- wtórnych, czyli oczyszczania spalin w urządzeniach ochrony powietrza.

Do metod organizacyjnych, wdrożonych w celu ochrony powietrza zalicza się wybór racjonalnego paliwa, gwarantującego jak najlepsze warunki spalania oraz niskie poziomy zawartości popiołu i siarki. W kotłach dodatkowo współspalany jest gaz z odmetanowania kopaliń, co wpływa na zmniejszenie ilości spalanej węgla i dalsze ograniczenie emisji do powietrza.

Do metod pierwotnych ochrony powietrza należy ograniczenie ilości zanieczyszczeń bezpośrednio u źródła powstawania, czyli w paleniskach kotłów. Redukcja emisji tlenków azotu w spalinach, odprowadzanych z kotła WP-70 do powietrza jest osiągana przy użyciu metody pierwotnej, która bazuje na stopniowaniu procesu spalania. Ograniczanie emisji tlenków azotu z kotła fluidalnego za pomocą pierwotnych metod polega na utrzymywaniu na niskim poziomie temperatury spalania (850 – 900°C), co ogranicza powstawanie termicznych tlenków azotu i przechodzenie azotu związanego w paliwie do spalin oraz przez etapowe podawanie powietrza do spalania i optymalną zawartość tlenu.

Zastosowane metody wtórne to wysokosprawne urządzenia odpylające poszczególnych kotłów takie jak elektrofiltr lub filtr tkaninowy, które znacząco ograniczają emisję zanieczyszczeń pyłowych odprowadzanych do powietrza. Kocioł wodny WP-70 został wyposażony w instalację do redukcji emisji tlenków siarki, wykorzystującą reagent DE-EMIS, rozpylany bezpośrednio do spalin. W celu osiągnięcia niskiej emisji tlenków siarki z kotła fluidalnego, do komory spalania podawany jest sorbent w postaci mączki kamienia wapiennego. Redukcja tlenków azotu z kotła fluidalnego realizowana jest metodą wtórną SNCR, gdzie stosowanym reagentem jest 24% wodny roztwór amoniaku.

Instalacja energetycznego spalania paliw nie powoduje przekraczania obowiązujących standardów emisji zanieczyszczeń, a warunki wprowadzania zanieczyszczeń do środowiska nie powodują przekraczania dopuszczalnych poziomów odniesienia substancji w powietrzu.

W związku z wejściem w życie konkluzji BAT i zaostreniem warunków emisyjnych w okresie do dnia 31.12.2029 r. nastąpi doposażenie kotła fluidalnego CFB-275 w dodatkowy układ do redukcji emisji zanieczyszczeń kwaśnych, w tym głównie HCl metodą suchą.

W zakresie ochrony powietrza w instalacji stosowane są następujące rozwiązania spełniające wymagania konkluzji BAT:

Nr konkluzji BAT	Sposób realizacji w instalacji LCP
BAT 3 Monitoring parametrów spalin	PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa S.A. Zakład Jastrzębie-Zdrój prowadzi monitoring kluczowych parametrów odprowadzanych gazów odlotowych (przepływ, zawartość tlenu, temperatura, ciśnienie, zawartość pary wodnej).
BAT 4 Pomiar emisji	Zakres i częstotliwość prowadzonych pomiarów emisji Powinny być zgodne z wymaganiami, wynikającymi z konkluzji BAT 4.
BAT 6 Ograniczenie emisji CO i niespalonych substancji do powietrza	W ramach poprawy ogólnej efektywności środowiskowej oraz ograniczenia emisji CO i niespalonych substancji w instalacji prowadzone są następujące działania: a) do kotłów podawane jest paliwo o odpowiednio dobranych parametrach w celu utrzymania stabilnych warunków pracy instalacji. Parametry procesu spalania są dobierane adekwatnie do charakterystyki stosowanych paliw; b) prowadzone są regularne przeglądy, konserwacje oraz remonty układów spalania zgodnie z wieloletnim planem inwestycyjnym funkcjonującym w spółce; c) stosowany jest zaawansowany system kontroli procesu spalania paliw w kotłach; d) kotły instalacji są kotłami powszechnie stosowanymi w energetyce zawodowej. Kotły te charakteryzują się konstrukcją odpowiednio dobraną do rodzaju spalanych paliw; e) stosowane są paliwa o odpowiednich parametrach zapewniających optymalny przebieg procesu spalania w kotłach, również proporcje współspalanych paliw są dobierane tak, aby zapewnić odpowiedni przebieg procesu spalania.
BAT 7 Emisja amoniaku	Kocioł fluidalny posiada instalację odazotowania spalin metodą selektywnej niekatalitycznej redukcji (SNCR). Praca tej instalacji została odpowiednio zoptymalizowana (m.in. w zakresie udziału reagenta do zawartości tlenków azotu, rozkładu reagenta, rozmiarów kropeł reagenta itp.). W kotle WP-70 nie jest prowadzone odazotowanie spalin metodami wtórnymi. Stosowane metody pierwotne pozwalają na uzyskanie emisji zgodnej z wymaganiami.
BAT 8 Optymalna wydajność i dostępność systemów redukcji emisji	PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa S.A. Zakład Jastrzębie-Zdrój, eksploatuje posiadane układy do redukcji emisji zanieczyszczeń w sposób zapewniający ich prawidłową i optymalną pracę zgodnie z instrukcjami technologicznymi. Projektowany do zabudowy, nowy układ oczyszczania gazów z kotła CFB-275 zostanie zaprojektowany stosownie do specyfiki tego kotła i również będzie eksploatowany w sposób optymalny zgodnie z instrukcjami technologicznymi. Układy oczyszczania gazów są i będą poddawane regularnym konserwacjom, co pozwala na ich utrzymanie w dobrym stanie technicznym i zapewnia dotrzymywanie obowiązujących warunków emisyjnych.
BAT 9 Poprawa ogólnej efektywności środowiskowej	W ramach prowadzonej kontroli procesu spalania wykonywane są regularne badania jakości paliw mające na celu m.in.: - kontrolę jakości paliwa dostarczanego przed dostawców - spełnienie wymagań systemu monitorowania emisji CO ₂ - kontrolę jakości paliwa pod kątem wykorzystania go w posiadanych jednostkach kotłowych Dane dotyczące charakterystyki paliw są brane pod uwagę przy określaniu warunków eksploatacji instalacji. PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa S.A. Zakład Jastrzębie-Zdrój ma obowiązek prowadzić badania jakości stosowanych paliw w zakresie zgodnym z BAT 9 tzn. obejmujące następujące parametry: - dla węgla kamiennego: wartość opałowa, wilgotność, substancje lotne,

	popiół, współczynnik „fixed carbon”, C, H, N, O, S, Br, Cl, F, metale i metaloidy (As, Cd, Co, Cr, Cu, Hg, Mn, Ni, Pb, Sb, Tl, V, Zn), badania te będą prowadzone z częstotliwością: - minimum 1 raz na tydzień w zakresie wartość opałowa, wilgotność, substancje lotne, zawartość popiołu, współczynnik „fixed carbon”, zawartość C, H, N, O, S (w trakcie pracy instalacji); - minimum 1 raz na rok w zakresie Br, Cl, F, metale i metaloidy (As, Cd, Co, Cr, Cu, Hg, Mn, Ni, Pb, Sb, Tl, V, Zn), - dla biomasy: wartość opałowa, wilgotność, popiół, C, Cl, F, N, S, K, Na, metale i metaloidy (As, Cd, Cr, Cu, Hg, Pb, Zn). badania te będą prowadzone z częstotliwością: - minimum 1 raz na tydzień w zakresie wartość opałowa, wilgotność, popiół, C, Cl, - minimum 1 raz na rok w zakresie F, N, S, K, Na, metale i metaloidy (As, Cd, Cr, Cu, Hg, Pb, Zn). Zakres badań prowadzonych dla gazu z odmetanowania kopalń obejmuje: wartość opałowa, wskaźniki emisji CO₂, koncentracja CH₄.
BAT 10 Ograniczanie emisji do wody lub powietrza w warunkach innych niż normalne warunki użytkowania	Ograniczenie oddziaływania instalacji w warunkach odbiegających od normalnych jest realizowane poprzez racjonalne zarządzanie pracą instalacji, w tym ograniczanie okresów rozruchu i wyłączenia kotłów do niezbędnego minimum, a także poprzez bieżące utrzymywanie układów instalacji w dobrym stanie technicznym, co ogranicza możliwość występowania sytuacji awaryjnych. Warunki pracy instalacji są odpowiednio planowane, a zmienne zapotrzebowanie na produkowaną energię jest w pierwszej kolejności pokrywane przez zmianę obciążenia pracujących źródeł w zakresie uzasadnionym względami technicznymi. Warunki odbiegające od normalnych są rejestrowane. W razie konieczności podejmowane są odpowiednie działania korygujące mające na celu ograniczenie występowania lub czasu trwania warunków odbiegających od warunków normalnych. PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa S.A. Zakład Jastrzębie-Zdrój posiada określone zasady postępowania w warunkach rozruchu, wyłączenia i w sytuacjach awaryjnych. W celu pełnego dostosowania do wymogów BAT, prowadzący instalację w ramach systemu zarządzania środowiskowego wdroży stosowne procedury/instrukcje dotyczące przeglądów i rejestrowania emisji spowodowanych przez inne niż normalne warunki użytkowania i związane z nimi okoliczności oraz realizację działań naprawczych. Ponadto procedury/instrukcje obejmować będą całościową ocenę emisji podczas innych niż normalne warunków użytkowania instalacji.
BAT 11 Emisja w warunkach odbiegających od normalnych	Kocioł fluidalny jest wyposażony w ciągły monitoring emisji umożliwiający kontrolę emisji także w warunkach odbiegających od normalnych. Kocioł WP-70, który jest źródłem szczytowym, powinien być objęty będzie monitoringiem okresowym. Dla tego kotła emisje podczas rozruchu i wyłączenia będą określane w sposób pośredni tj. na podstawie reprezentatywnych wskaźników emisji.
BAT 20 i 24 Emisja NO _x	Ograniczenie emisji NO_x w instalacji PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa S.A. Zakład Jastrzębie-Zdrój realizowane jest za pomocą następujących technik: - optymalizacja procesu spalania – odpowiedni dobór kluczowych parametrów procesu spalania, które mają wpływ na ograniczenie emisji tlenków azotu i tlenku węgla bezpośrednio u źródła; - techniki podstawowe redukcji tlenków azotu. W kotle fluidalnym ograniczanie emisji tlenków azotu za pomocą pierwotnych metod polega na utrzymywaniu na niskim poziomie temperatury spalania oraz na etapowym podawaniu powietrza do spalania. W kotle WP-70 ograniczenie emisji tlenków azotu jest osiągnięte przy użyciu pierwotnej metody odazotowania, która bazuje na stopniowaniu procesu spalania. w kotle fluidalnym zastosowana została metoda wtórnej redukcji emisji tlenków azotu SNCR – zastosowana została instalacja podawania roztworu wody amoniakalnej.
BAT 21 i 25 Emisja SO _x , HCl i HF	Ograniczenie emisji SO₂, HCl i HF w instalacji PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa S.A. Zakład Jastrzębie-Zdrój realizowane jest za pomocą następujących technik: - proces redukcji emisji tlenków siarki z kotła fluidalnego odbywa się bezpośrednio

	w trakcie spalania węgla w złożu fluidalnym. Redukcję dwutlenku siarki w kotle fluidalnym uzyskuje się poprzez podawanie do komory paleniskowej wraz z paliwem mączki kamienia wapiennego, - redukcja emisji tlenków siarki z kotła WP-70 polega na rozpylaniu reagenta bezpośrednio do kanału spalin przed elektrofiltrem, - dobór paliwa o odpowiedniej jakości (niskiej zawartości siarki, chloru i fluoru). W okresie do dnia 31.12.2029 r. nastąpi doposażenie kotła fluidalnego CFB-275 w dodatkowy układ do redukcji emisji zanieczyszczeń kwaśnych, w tym głównie HCl metodą suchą (wprowadzanie reagenta w formie suchej do kanału spalin).
BAT 22 i 26 Emisja pyłu	Ograniczenie emisji pyłu w instalacji PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa S.A. Zakład Jastrzębie-Zdrój realizowane jest za pomocą następujących technik: - redukcja emisji pyłu ze spalin odprowadzanych z kotła WP-70 do powietrza jest realizowana w wysokosprawnym urządzeniu odpylającym – elektrofiltrze o skuteczności 99,9%, - redukcja emisji pyłu ze spalin odprowadzanych z kotła fluidalnego do powietrza jest realizowana w wysokosprawnym urządzeniu odpylającym – filtrze workowym o skuteczności 99,9%.
BAT 23 i 27 Emisja rtęci	W celu ograniczenia emisji rtęci w instalacji PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa S.A. Zakład Jastrzębie-Zdrój stosowane są przede wszystkim techniki wysokosprawnego odpylania spalin – są to techniki, których podstawowym zastosowaniem jest ograniczenie emisji pyłu, pozwalają one jednak również na ograniczenie emisji rtęci. W przypadku kotła fluidalnego na ograniczenie emisji rtęci ma wpływ również stosowana technika odsiarczania spalin, polegająca na podawaniu do komory paleniskowej kotła (złoża fluidalnego) wraz z paliwem sorbentu w postaci mączki kamienia wapiennego.

II.6. W zakresie ochrony przed hałasem

W celu minimalizacji emisji hałasu do środowiska stosowane są następujące rozwiązania spełniające wymagania konkluzji BAT.

Nr konkluzji BAT	Sposób realizacji w instalacji LCP
BAT 1 System zarządzenia środowiskowego	PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa S.A. posiada certyfikaty potwierdzające funkcjonowanie Zintegrowanego Systemu Zarządzania w całym obszarze działania Spółki. Zintegrowany System Zarządzania obejmuje: System Zarządzania Jakością, System Zarządzania Środowiskowego i System Zarządzania Bezpieczeństwem i Higieną Pracy. W zakresie emisji hałasu do środowiska PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa S.A. prowadzi okresowe pomiary hałasu w środowisku, które pozwalają na ocenę oddziaływania akustycznego zakładu – wyniki prowadzonych pomiarów są przekazywane organom ochrony środowiska zgodnie z obowiązującymi w tym zakresie przepisami szczegółowymi. Prowadzone pomiary są podstawą do oceny oddziaływania akustycznego zakładu – pomiary te nie wykazują przekroczeń dopuszczalnych poziomów dźwięku na terenach podlegających ochronie przed hałasem, a więc zgodnie z zapisami BAT1 plan zarządzania hałasem jako element systemu zarządzania nie jest wymagany. Sporządzenie planu następuje w przypadkach gdy jest spodziewana lub utrzymuje się uciążliwość akustyczna na terenach podlegających ochronie akustycznej. PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa S.A. posiada określone w innych dokumentach informacje, które pozwalają na kontrolę i zarządzanie emisją hałasu do środowiska. Podstawowym dokumentem regulującym zarządzanie emisją hałasu jest pozwolenie zintegrowane, gdzie określone zostały m.in.: - źródła hałasu z instalacji wraz z poziomami mocy akustycznej i rozkładem czasu pracy w ciągu doby, - dopuszczalne poziomy dźwięku mogące przenikać do środowiska z terenu zakładu z podziałem na poszczególne rodzaje terenów podlegających ochronie

	akustycznej, - warunki monitoringu oddziaływania akustycznego instalacji. Pomiary poziomu dźwięku w środowisku są prowadzone zgodnie z metodyką referencyjną zawartą w obowiązujących przepisach szczegółowych. Pomiary te prowadzone są przez firmy posiadające stosowne akredytacje. Ocenie oddziaływania pod kątem emisji hałasu są poddawane również ewentualne zmiany w instalacji lub nowe inwestycje na etapie ich planowania i/lub oceny oddziaływania na środowisko – jeżeli jest to konieczne projektowane są odpowiednie środki ograniczające oddziaływanie akustyczne (rozwiązania redukujące hałas). PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa S.A. realizuje system zarządzania środowiskowego uwzględniając również wymagania i potrzeby stron zainteresowanych. Informacje przekazywane przez zainteresowane strony, również w zakresie emisji hałasu do środowiska są rejestrowane, sprawdzane i brane pod uwagę w prowadzonym systemie zarządzania – w przypadku zaistnienia takiej konieczności podejmowane są odpowiednie działania naprawcze. W ramach okresowych przeglądów systemu zarządzania następuje również przegląd informacji zgłaszanych przez zainteresowane strony, a także podejmowanych w tych sprawach działań.
BAT 17 Sposoby ograniczania emisji hałasu	PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa S.A. Zakład Jastrzębie-Zdrój stosuje szereg technik mających na celu ograniczenie emisji hałasu do środowiska, które odpowiadają technikom wymienionym w BAT. Do stosowanych technik zaliczyć można m. in.: - środki operacyjne – zakład posiada zidentyfikowane podstawowe źródła emisji hałasu; urządzenia wchodzące w skład instalacji są eksploatowane zgodnie z przeznaczeniem i stosownymi instrukcjami oraz podlegają regularnym przeglądom i konserwacjom (utrzymanie instalacji w dobrym stanie technicznym), co pozwala wyeliminować wzrost emisji dźwięku spowodowany złym stanem technicznym układów. Poszczególne urządzenia będące źródłami emisji hałasu są eksploatowane tylko jeżeli jest to konieczne dla prawidłowej realizacji prowadzonych procesów technologicznych (brak jest nieuzasadnionej pracy źródeł hałasu). Obsługa instalacji jest prowadzona przez kompetentny i doświadczony personel; - przy doborze urządzeń oraz podczas prowadzonych prac modernizacyjnych lub inwestycyjnych stosowane jest kryterium mocy akustycznej (dąży się do stosowania urządzeń o możliwie niskiej emisji hałasu). W instalacji stosuje się urządzenia techniczne, spełniające obowiązujące standardy i normy; - część istotnych źródeł hałasu (m.in. kotły, pompy) znajdują się wewnątrz budynków (obiektów kubaturowych). W przypadku wprowadzania zmian w instalacji lub realizacji nowych układów i ich lokalizacji, prowadzona jest analiza pod kątem możliwości ograniczenia propagacji hałasu na tereny podlegające ochronie akustycznej (np. w zakresie możliwości wykorzystania istniejących obiektów zakładu jako barier przy propagacji dźwięku). W razie konieczności stosowane są rozwiązania techniczne prowadzące do ograniczenia emisji hałasu (izolacje, obudowy itp.); e) instalacja nowych układów, mogących stanowić istotne źródła hałasu jest poprzedzona analizą oddziaływania na środowisko. Sporządzenie analizy ma na celu określenie optymalnego położenia źródła hałasu w ten sposób ograniczając jednocześnie poziom emisji hałasu do środowiska. PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa S.A. Zakład Jastrzębie-Zdrój prowadzi okresowe pomiary poziomu dźwięku w środowisku jako element oceny i kontroli oddziaływania akustycznego zakładu.

II.7. W zakresie ochrony środowiska wodnego i wód podziemnych.

Spółka PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa S.A. Zakład Jastrzębie-Zdrój nie wprowadza ścieków do wód powierzchniowych.

Powstające na terenie Zakładu Jastrzębie-Zdrój ścieki związane z eksploatacją instalacji energetycznego spalania zbierane są systemem wewnętrznej kanalizacji przemysłowej

w betonowym zbiorniku, skąd pompowane są do przepompowni, a dalej do urządzeń kanalizacyjnych oczyszczalni, administrowanej przez zewnętrznego operatora, na podstawie obustronnej umowy. Wody opadowe odprowadzane są poprzez zakładową sieć kanalizacji deszczowej do urządzeń kanalizacyjnych operatora zewnętrznego. Ścieki bytowe, odrębną kanalizacją sanitarną, kierowane są do urządzeń kanalizacyjnych operatora zewnętrznego, na podstawie obustronnej umowy.

Zakład Jastrzębie-Zdrój posiada zabezpieczenia przed możliwością zanieczyszczenia wód podziemnych. Zbiorniki magazynowe z substancjami, których wyciek mógłby spowodować zanieczyszczenie wód podziemnych są posadowione w misach betonowych zabezpieczających przed skażeniem terenu i wyposażone w szczelne instalacje do ich napełniania i opróżniania. Ryzyko wycieku pozostałych substancji chemicznych stosowanych w instalacjach objętych pozwoleniem zintegrowanym jest niewielkie, gdyż są one przechowywane w specjalnych pojemnikach w pomieszczeniach z zabezpieczonym podłożem.

W zakresie gospodarki wodnościekowej w instalacji PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa S.A. Zakład Jastrzębie-Zdrój stosowane są następujące rozwiązania spełniające wymagania konkluzji BAT:

Techniki wg treści BAT	Sposób realizacji w instalacji LCP
BAT 13	PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa S.A. Zakład Jastrzębie-Zdrój wykorzystuje wodę dostarczaną przez operatorów zewnętrznych. Instalacja nie pobiera wody bezpośrednio ze środowiska – z wód powierzchniowych lub podziemnych. Ad 1. W celu ograniczenia zużycia wody w instalacji, a także minimalizacji ilości odprowadzanych ścieków przemysłowych do zewnętrznych urządzeń kanalizacyjnych w instalacji PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa S.A. Zakład Jastrzębie-Zdrój następuje <u>ponowne wykorzystanie części powstających ścieków przemysłowych</u>. Dotyczy to następujących strumieni ścieków - <u>ścieków z odświeżania obiegów kotłowych (odsolin)</u>, które są wykorzystywane w obiegach wodnych o mniejszych wymaganiach jakościowych. Ścieki te mogą być wykorzystywane do uzupełnienia obiegu ciepłowniczego lub w przypadku nie spełnienia wymagań jakościowych przewidzianych dla obiegu ciepłowniczego i/lub zbyt dużej ich ilości mogą być wykorzystywane do uzupełniania obiegu wody chłodzącej. Odsoliny są wodami o relatywnie dobrej jakości (wynika to z wysokich wymagań jakościowych przewidzianych dla wody krążącej w obiegu kotłowym), a więc nie jest wymagane poddawanie ich procesom podczyszczania przed wykorzystaniem w obiegu ciepłowniczym i/lub obiegu chłodzenia. - <u>ścieków pochodzących z odwodnień spustów sieci ciepłowniczej</u>, które mogą być wykorzystywane do uzupełnień układu chłodzenia. Charakterystyka jakościowa tych ścieków jest bardzo zbliżona do charakterystyki wody przewidzianej do stosowania w układzie chłodzenia, a więc ścieki te nie wymagają podczyszczania przed ich zagospodarowaniem w tym układzie. Ad 2. Większość układów odbioru odpadów paleniskowych z kotłów fluidalnego i WP-70 jest układami suchymi, które nie wymagają zużycia wody.

	W układach odpowietniania kotłów fluidalnego i WP-70, a także w układzie odbioru popiołu dennego z kotła fluidalnego nośnikiem materiału jest powietrze. Mokry układ odżużlania posiada jedynie kocioł WP-70 – jest to źródło istniejące, dla którego nie ma możliwości technicznych zastosowania suchego układu odżużlania.
BAT 14	Na terenie PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa S.A. Zakład Jastrzębie-Zdrój funkcjonują niezależne sieci kanalizacyjne, które oddzielnie odprowadzają poszczególne rodzaje ścieków oraz wody opadowe i roztopowe powstające w zakładzie: -kanalizacja przemysłowa – ścieki przemysłowe -kanalizacja sanitarna - ścieki bytowe -kanalizacja deszczowa - wody opadowe i roztopowe. Wszystkie ww. ścieki oraz wody opadowe i roztopowe odprowadzane są do urządzeń kanalizacyjnych zewnętrznych podmiotów. Rozdział poszczególnych rodzajów ścieków (ścieki bytowe i przemysłowe) oraz wód opadowych i roztopowych umożliwia ich zagospodarowanie oddzielnie w sposób najbardziej adekwatny do ich charakterystyki. W instalacji PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa S.A. Zakład Jastrzębie-Zdrój w obrębie wytwarzanych ścieków przemysłowych również następuje rozdział poszczególnych strumieni w zależności od ich jakości, ewentualnego podczyszczania i sposobu późniejszego zagospodarowania. Ścieki z regeneracji wymienników jonitowych ze stacji uzdatniania wody (SUW) są odprowadzane oddzielnie od ich ścieków z SUW do zbiorników w budynku pompowni wody chłodzącej w celu ich neutralizacji. Dopiero po zneutralizowaniu ścieki te są odprowadzane do zbiornika ścieków przemysłowych, gdzie trafiają również pozostałe strumienie ścieków przemysłowych powstające w instalacji. Pozostałe strumienie ścieków przemysłowych nie są oczyszczane przed odprowadzaniem do zbiornika zbiorczego ścieków i dalej do zewnętrznych urządzeń kanalizacyjnych W analizowanej instalacji część strumieni ścieków przemysłowych jest również zawracana do ponownego wykorzystania (odsoliny z kotłów wodno – parowych oraz wody z odwodnień i spustów sieci ciepłowniczej) – strumienie te są kierowane oddzielnie od innych rodzajów ścieków przemysłowych do określonych obiegów instalacji, gdzie zostają wykorzystane

II.8. W zakresie gospodarki odpadami

Zastosowano następujące rozwiązania wynikające z BAT 16:

Nr konkluzji BAT	Sposób realizacji w instalacji LCP
BAT 16	Podmiot eksploatujący przedmiotową instalację, w ramach prowadzonej przez siebie działalności, realizować będzie zapisy dyrektywy poprzez: - maksymalizację ilości przekazywanych odpadów do zagospodarowania przez uprawnionych odbiorców zgodnie z hierarchią sposobów postępowania z odpadami, w tym przekazywanie całości wytworzonych odpadów paleniskowych do zagospodarowania (w tym w sektorze budowlanym), - ograniczenie ilości odpadów wytwarzanych w instalacji, poprzez stosowanie paliw o odpowiedniej jakości, a także poprzez dotrzymywanie optymalnych warunków

	prowadzonych procesów technologicznych (stosowana technika spalania pozwala na uzyskanie takiego stopnia spalania paliwa, z którego powstające odpady paleniskowe nie wymagają dopalania z uwagi na niewielką zawartość części palnych).
--	---

II.9. W zakresie ogólnej efektywności środowiskowej.

Zastosowano następujące rozwiązania wynikające z BAT 18, BAT 19.

Nr konkluzji BAT	Sposób realizacji w instalacji LCP
BAT 18	W instalacji PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa S.A. Zakład Jastrzębie-Zdrój stosowane są techniki, które umożliwiają ograniczenie emisji NO_x bezpośrednio u źródła, przy jednoczesnym zachowaniu wysokiej sprawności procesu spalania. Kocioł fluidalny – ograniczanie emisji tlenków azotu za pomocą pierwotnych metod polega na utrzymywaniu na niskim poziomie temperatury spalania, co ogranicza powstawanie termicznych tlenków azotu i przechodzenie azotu związanego w paliwie do spalin oraz przez etapowe podawanie powietrza do spalania i optymalną zawartość tlenu. W kotle zostało zastosowane podawanie etapowe powietrza – powietrze pierwotne do spalania podawane jest do paleniska w dolnej części komory paleniskowej poprzez dysze rusztu fluidalnego. Powietrze wtórne podawane jest do złoża powyżej rusztu; Kocioł WP-70 – ograniczenie emisji tlenków azotu jest osiągnięte przy użyciu techniki, która bazuje na stopniowaniu procesu spalania.
BAT 19	PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa S.A. Zakład Jastrzębie-Zdrój stosuje szereg technik mających na celu uzyskanie wysokiej sprawności energetycznej kotłów, które odpowiadają technikom wymienionym w BAT 12 – analizowana instalacja spełnia BAT12. a) w przypadku kotła fluidalnego BAT19 nie ma zastosowania. Spalanie w tym kotle prowadzone jest w cyrkulacyjnym złożu fluidalnym. Materiał złoża fluidalnego i niespalone cząstki paliw wytrącone w separatorze za komorą spalania zawracane są do komory paleniskowej. Nadmiar materiału jako popioły denne odprowadzane są na sucho z kotła. W przypadku kotła WP-70 prowadzony jest suchy odbiór popiołów z urządzenia odpylającego – popioły są odprowadzane za pomocą układu transportu pneumatycznego. Kocioł WP-70 posiada mokry układ odbioru żużla z kotła – jest to źródło istniejące, dla którego ze względu na ograniczenia techniczne nie ma możliwości prowadzenia suchego odbioru żużla. Związane z BAT poziomy sprawności energetycznej nie mają zastosowania dla kotła WP-70 ponieważ jest to jednostka użytkowana <1500 h/rok (jednostka szczytowa). Kocioł fluidalny jest jednostką kogeneracyjną, która ukierunkowana jest rzecz produkcji energii elektrycznej, a więc zastosowanie mają do niej wartości sprawności elektrycznej netto. Sprawność elektryczna netto określona na podstawie badań przeprowadzonych po oddaniu kotła fluidalnego do eksploatacji wyniosła 36,71%, a więc kocioł ten spełnia wymagania BAT.

II.10. W zakresie sposobów zapewnienia efektywnego wykorzystania energii.

W celu zapewnienia efektywnego wykorzystania energii i dotrzymania standardów jakości środowiska prowadzący instalację będzie:

- ograniczać zużycie energii elektrycznej na potrzeby własne, poprzez optymalizację punktu pracy energochłonnych urządzeń (sprężarki, wentylatory, pompy),
- ograniczać do minimum czasu pracy w warunkach odbiegających od normalnych (proces rozpalania kotła),
- przestrzegać reżimów technologicznych pracy urządzeń podstawowych i pomocniczych,
- utrzymywać wysoką sprawność wytwarzania poprzez racjonalne zużywanie wody, paliwa oraz innych surowców i materiałów, tym samym przyczyni się między innymi do ograniczania emisji zanieczyszczeń do powietrza,
- kontrolować zużycie surowców w bloku energetycznym. Zużycie surowców nie będzie wyższe, niż wymagają tego procesy produkcyjne, jakie będą prowadzone w bloku energetycznym i urządzeniach towarzyszących,
- kontrolował ilości zużywanych paliw rejestrowanych przy dostawie i przy ich zużyciu przez instalację energetycznego spalania paliw w systemie dobowym,
- kontrolował jakości stosowanego węgla przy każdej dostawie oraz gazu ziemnego z częstotliwością raz na dobę,
- kontrolował ilości zużytej mączki kamienia wapiennego w procesie odsiarczania i odazotowanie spalin w systemie raz w miesiącu. Zużycie energii na potrzeby własne jest mierzone przez układy pomiarowe oparte na licznikach energii. Odczyty liczników dokonywane są raz na miesiąc i rejestrowane w książkach eksploatacji urządzeń. Ocena ilości zużytej energii dokonywana jest przez służby Działu Kontroli Eksploatacji,
- stosował automatyzację procesów technologicznych utrzymujących odpowiednie parametry technologiczne i optymalizujące zużycie energii,
- utrzymywać wysoką sprawność urządzeń poprzez konserwacje i remonty,
- ograniczać straty ciepła, co związane jest z oszczędnością energii elektrycznej poprzez wyposażenie bloku energetycznego w instalację podgrzewania kondensatu za pomocą podgrzewacza regeneracyjnego,
- stosował skuteczne urządzenia ograniczające wielkości emitowanych zanieczyszczeń do środowiska,
- stwarzał możliwości odzysku odpadów oraz wykorzystywania wód technologicznych i niektórych ścieków powstających w związku z procesem energetycznego spalania w wewnętrznych obiegach technologicznych zakładu.

Zużycie energii elektrycznej na potrzeby własne kształtowa się będzie na poziomie około 22 %, a zużycie ciepła nie będzie przekraczało 5 %. Największy wpływ na wskaźnik zużycia energii elektrycznej w Oddziale ma eksploatacja pomp zasilających obieg wodny kotłów oraz praca młynów węglowych, w których przygotowujący jest pył węglowy do spalania w kotłach. Zużycie energii elektrycznej w nowym bloku energetycznym w stosunku do energii wyprodukowanej będzie się kształtowało, zgodnie z założeniami projektowymi, na poziomie około 12,0 %. W celu zapewnienia dobrej gospodarki energetycznej w miarę możliwości ogranicza się ilości odstawień

kotłów i ich ponownego uruchamiania. Zakłada się, że kocioł fluidalny CFB 275 będzie pracował w systemie ciągłym przez większą część roku.

II.11. Wymagania zapewniające ochronę gleb, ziemi i wód gruntowych w tym środki mające na celu zapobieganie emisją do gleby, ziemi i wód gruntowych oraz sposób ich systematycznego nadzorowania.

Prowadzący instalację podejmuje wszelkie możliwe działania oraz stosuje odpowiednie rozwiązania techniczne gwarantujące, że działalność prowadzona w zakładzie nie spowoduje w przyszłości możliwości zanieczyszczenia gleby, ziemi lub wód gruntowych.

Wymagania zapewniające ochronę gleby, ziemi i wód gruntowych w tym środki mające na celu zapobieganie emisjom do gleby, ziemi i wód gruntowych:

- a) utwardzenie miejsc magazynowania oraz wydzielenie sektorów magazynowania poszczególnych rodzajów odpadów, w celu eliminacji zagrożeń dla środowiska gruntowo-wodnego; zabezpieczenie środowiska gruntowo-wodnego,
- b) zastosowanie zbiorników dwupłaszczowych z detekcją wycieku,
- c) umieszczenie zbiorników olejowych na szczelnych tacach lub posadzkach betonowych z możliwością zrzutu do kanalizacji przemysłowej,
- d) zastosowanie odpowiednich procedur gospodarowania przepracowanymi olejami polegającymi na:
 - procedurze postępowania z olejami odpadowymi w celu zakwalifikowania ich do właściwego procesu odzysku albo unieszkodliwiania,
 - uwzględnieniu kryteriów dopuszczenia olejów odpadowych do procesu regeneracji w celu uzyskania olejów bazowych,
 - zbieraniu i magazynowaniu selektywnie wg wymagań wynikających ze sposobu ich przemysłowego wykorzystania lub unieszkodliwiania,
 - nie dopuszczaniu do zmieszania z innymi odpadami i substancjami, zwłaszcza z odpadami stałymi, odpadami PCB, olejem napędowym, olejem opałowym, płynami chłodniczymi, płynami hamulcowymi, za wyjątkiem mieszania różnych rodzajów olejów odpadowych, jeżeli nie wpływa to negatywnie na proces ich odzysku lub unieszkodliwiania,
 - zbieraniu olejów odpadowych do szczelnych pojemników, wykonanych materiałów trudno palnych, odpornych na działanie olejów odpadowych, odprowadzających ładunki elektryczności statycznej, wyposażonych w szczelne zamknięcia i zabezpieczone przed stłuczeniem,
 - magazynowaniu w miejscach utwardzonych, zabezpieczonych przed zanieczyszczeniami gruntu i opadami atmosferycznymi, wyposażone w urządzenia lub środki do zbierania wycieków tych odpadów,
 - dostosowaniu urządzeń lub środków do zbierania wycieków do ilości magazynowanych olejów odpadowych,
 - ograniczeniu dostępu do miejsc magazynowania olejów odpadowych do właścicieli pojemników lub przedsiębiorców zajmujących się gospodarowaniem tymi olejami

odpadowymi.

e) miejsca magazynowania odpadów spełniają następujące warunki ogólne:

- w miejscu magazynowania odpady są przechowywane w taki sposób, aby niemożliwe było mieszanie się odpadów różnego rodzaju,
- celem zapobieżenia zanieczyszczeniu miejsca magazynowania i przyległych terenów odpady są gromadzone w sposób uniemożliwiający migrację składników poza teren miejsca magazynowania (szczelne zamknięte pojemniki, beczki stalowe odporne na działanie składników odpadu, place utwardzone i skanalizowane),
- powierzchnie miejsca magazynowania są utwardzone i uszczelnione przed przeciekami wód opadowych do gruntu,
- odpływ wód opadowych oraz ścieków z okresowego zmywania powierzchni odbywa się do kanalizacji odprowadzającej ścieki na oczyszczalnię ścieków,
- drogi i powierzchnie dojazdowe oraz przeładunkowe są utwardzone i uszczelnione przed przeciekami wód i ścieków do gruntu,
- teren miejsca magazynowania jest ogrodzony i oznakowany,
- teren miejsca magazynowania znajduje się w zasięgu działania hydrantów i jest wyposażony w oświetlenie zewnętrzne.

III. Parametry wprowadzania do środowiska substancji i energii w warunkach normalnego funkcjonowania instalacji.

III.1. Instalacja spalania paliw.

III.1.1. Dopuszczalna wielkość emisji z kotła WP-70 nr 5.

Kocioł WP-70 nr 5 pracuje jako kocioł szczytowy, którego czas użytkowania będzie krótszy od 1500 godzin w roku, a w okresie od dnia 01.01.2024 r. będzie krótszy od 500 godzin w roku.

Dopuszczalna wielkość emisji dla kotła WP-70 nr 5 wynosi:

Dopuszczalna wielkość emisji w przypadku spalania w tym samym czasie dwóch paliw stanowi średnia obliczona z odpowiednich wartości podanych poniżej, ważona względem mocy cieplnej ze spalania poszczególnych paliw.

W przypadku jednoczesnego spalania dwóch paliw zawartość tlenu w gazach odlotowych, do której odnosi się wielkość emisji, ustala się jako średnią ważoną obliczoną ze standardowych zawartości tlenu odpowiadających poszczególnym paliwom, przy czym wagami są te wielkości, które stanowią wagi przy obliczaniu średnich ważonych wielkości emisji.

Standardy emisyjne:

Substancja	Standard emisyjny	
	Węgiel kamienny $C_{\text{węg}}$ mg/Nm^{3*}	Gaz z odmetanowania kopaliń C_{gaz} mg/Nm^{3**}
Pył	30	5
Dwutlenek siarki	800	35
Dwutlenek azotu	450	300

* - suchych gazów odlotowych w warunkach normalnych przy zawartości 6% tlenu

** - suchych gazów odlotowych w warunkach normalnych przy zawartości 3% tlenu

Dopuszczalna wielkość emisji:

Dopuszczalna wielkość emisji tlenku węgla dla spalania poszczególnych paliw wynosi:

- dla spalania węgla kamiennego 700 mg/Nm³ (suchych gazów odlotowych w warunkach normalnych przy zawartości 6% tlenu),
- dla spalania gazu z odmetanowania kopalń 700 mg/Nm³ (suchych gazów odlotowych w warunkach normalnych przy zawartości 3% tlenu).

Graniczne wielkości emisyjne:

Substancja	Wartość średniodobowa lub średnia z okresu pobierania próbek		Wartość średnioroczna lub średnia z próbek uzyskanych w ciągu roku	
	Węgiel kamienny C _{węg} mg/Nm ^{3*}	Gaz z odmetan. C _{gaz} mg/Nm ^{3**}	Węgiel kamienny C _{węg} mg/Nm ^{3*}	Gaz z odmetan. C _{gaz} mg/Nm ^{3**}
Pył	30 ²⁾	5 ¹⁾	-	-
Dwutlenek siarki	800 ²⁾	35 ¹⁾	-	-
Dwutlenek azotu	450 ²⁾	300 ¹⁾	-	-
Chlorowodór	-	-	100 ²⁾	0
Fluorowodór	-	-	12 ²⁾	0
Rtęć	-	-	0,009	0

* - suchych gazów odlotowych w warunkach normalnych przy zawartości 6 % tlenu;

** - suchych gazów odlotowych w warunkach normalnych przy zawartości 3 % tlenu;

1) - wartości na poziomie standardów emisyjnych obowiązujących ze spalania gazu z odmetanowania kopalń;

2) - W odniesieniu do obiektów użytkowanych < 500 godz./rok poziomy te mają charakter wskaźnikowy.

III.1.2. Dopuszczalna wielkość emisji z kotła PWPg nr 6.

Standardy emisyjne:

Substancja	Standard emisyjny ze spalania gazu z odmetanowania kopalń mg/Nm ^{3*}	
	do dnia 31.12.2024 r.	od dnia 01.01.2025 r.
Pył	5	5
Dwutlenek siarki	35	35
Dwutlenek azotu	300	250

* - suchych gazów odlotowych w warunkach normalnych przy zawartości 3 % tlenu

Dopuszczalna wielkość emisji:

Dopuszczalna wielkość emisji tlenku węgla ze spalania gazu z odmetanowania kopalń wynosi 200 mg/Nm³ (suchych gazów odlotowych w warunkach normalnych przy zawartości 3% tlenu).

III.1.3. Dopuszczalna wielkość emisji z kotła CFB 275.

Dopuszczalna wielkość emisji w przypadku spalania w tym samym czasie dwóch lub więcej paliw stanowi średnia obliczona z odpowiednich wartości podanych poniżej, ważona względem mocy

cieplnej ze spalania poszczególnych paliw.

W przypadku jednoczesnego spalania dwóch lub więcej paliw zawartość tlenu w gazach odlotowych, do której odnosi się wielkość emisji, ustala się jako średnią ważoną obliczoną ze standardowych zawartości tlenu odpowiadających poszczególnym paliwom, przy czym wagami są te wielkości, które stanowią wagi przy obliczaniu średnich ważonych wielkości emisji.

Standardy emisyjne i dopuszczalna wielkość emisji tlenku węgla:

Dopuszczalna wielkość emisji tlenku węgla ze spalania węgla kamiennego i biomasy wynosi:

- wartość średnia jednogodzinna: 800 mg/Nm^{3*}
- wartość średnia dobową: 500 mg/Nm^{3*}
- wartość średnia miesięczna: 200 mg/Nm^{3*}
- wartość średnioroczna: 160 mg/Nm^{3*}

* - suchych gazów odlotowych w warunkach normalnych przy zawartości 6% tlenu

Standardy emisyjne:

Substancja	Standard emisyjny		
	Węgiel kamienny C _{węg} mg/Nm ^{3*}	Biomasa C _{biom} mg/Nm ^{3*}	Gaz z odmetanowania kopalń C _{gaz} mg/Nm ^{3**}
Pył	20	20	5
Dwutlenek siarki	200	200	35
Dwutlenek azotu	200	200	100
Tlenek węgla	-	-	100

* - suchych gazów odlotowych w warunkach normalnych przy zawartości 6% tlenu

** - suchych gazów odlotowych w warunkach normalnych przy zawartości 3% tlenu

Graniczne wielkości emisyjne:

- w przypadku spalania węgla kamiennego:

Substancja	Graniczne wielkości emisyjne	
	Wartość średniodobowa lub średnia z okresu pobierania próbek	Wartość średnioroczna lub średnia z próbek uzyskanych w ciągu roku
	mg/Nm ^{3*}	
Pył	22	14
Dwutlenek siarki	220	200
Dwutlenek azotu	210	180
Chlorowodór	-	300 ¹⁾ 20 ²⁾
Fluorowodór	-	7
Rtęć	-	0,009
Amoniak	-	10

* - suchych gazów odlotowych w warunkach normalnych przy zawartości 6 % tlenu

1) - wartość obowiązuje w okresie od dnia 18.08.2021 r. do dnia 31.12.2029 r. (okres obowiązywania odstępstwa)

2) - wartość obowiązuje w okresie od dnia 01.01.2030 r. (po zakończeniu okresu obowiązywania odstępstwa)

- w przypadku współspalania węgla kamiennego i biomasy

Substancja	Wartość średniodobowa lub średnia z okresu pobierania próbek		Wartość średnioroczna lub średnia z próbek uzyskanych w ciągu roku	
	mg/Nm ^{3*}			
	Węgiel kamienny C _{węg}	Biomasa C _{biom}	Węgiel kamienny C _{węg}	Biomasa C _{biom}
Pył	22	18	14	12
Dwutlenek siarki	220	175 / 215 ¹⁾	200	70 / 100 ¹⁾
Dwutlenek azotu	210	220	180	180
Chlorowodór	- ⁶⁾ / - ³⁾	300 / - ²⁾ ⁴⁾ 12 / - ²⁾ ⁵⁾	300 ⁴⁾ 20 ⁵⁾	300 ⁴⁾ 9 / 25 ²⁾ ⁵⁾
Fluorowodór	- ⁶⁾	1	7	1
Rtęć	- ⁶⁾	0,005	0,009	0,005

* - suchych gazów odlotowych w warunkach normalnych przy zawartości 6 % tlenu

1) - wyższa wartość obowiązuje w przypadku, gdy średnia zawartość siarki w paliwie wynosi wagowo 0,1% (suchej masy) lub jest wyższa;

2) - wyższa wartość obowiązuje w przypadku, gdy średnia zawartość chloru w paliwie wynosi wagowo 0,1% suchej masy lub jest wyższa lub w przypadku istniejących obiektów współspalających biomasę z paliwem o dużej zawartości siarki lub stosując dodatki alkaliczne do konwersji chlorków; wówczas średnia dobowo wielkość emisji nie ma zastosowania;

3) - gdy zastosowanie ma odnośnik 2) średnia dobowo wielkość emisji HCl ze spalania węgla również nie ma zastosowania;

4) - wartość obowiązuje w okresie od dnia 18.08.2021 r. do dnia 31.12.2029 r. (okres obowiązywania odstępstwa)

5) - wartość obowiązuje w okresie od dnia 01.01.2030 r. (po zakończeniu okresu obowiązywania odstępstwa)

6) - do obliczenia dopuszczalnej wielkości emisji przyjęta zostanie najwyższa wartość z próbek zmierzona przy spalaniu wyłącznie węgla kamiennego.

Dopuszczalna wielkość emisji amoniaku wynikająca z granicznych wielkości emisyjnych przy współspalaniu węgla kamiennego i biomasy ustalona jako wartość średnioroczna wynosi 15 mg/Nm³ (suchych gazów odlotowych w warunkach normalnych przy zawartości 6% tlenu).

- w przypadku współspalania węgla kamiennego i gazu z odmetanowania kopaliń

Substancja	Wartość średniodobowa lub średnia z okresu pobierania próbek		Wartość średnioroczna lub średnia z próbek uzyskanych w ciągu roku	
	Węgiel kamienny C _{węg} mg/Nm ^{3*}	Gaz z odmetan. C _{gaz} mg/Nm ^{3**}	Węgiel kamienny C _{węg} mg/Nm ^{3*}	Gaz z odmetan. C _{gaz} mg/Nm ^{3**}
Pył	22	5,5 ¹⁾	14	5 ²⁾
Dwutlenek siarki	220	38,5 ¹⁾	200	35 ²⁾
Dwutlenek azotu	210	110 ¹⁾	180	100 ²⁾
Chlorowodór	-	-	300 ³⁾ 20 ⁴⁾	0
Fluorowodór	-	-	7	0
Rtęć	-	-	0,009	0

* - suchych gazów odlotowych w warunkach normalnych przy zawartości 6 % tlenu

** - suchych gazów odlotowych w warunkach normalnych przy zawartości 3 % tlenu

1) - dopuszczalna emisja średniodobowa ze spalania gazu stanowi 110% obowiązujących standardów emisyjnych (zgodnie z §13 ust. 3 pkt 2 rozporządzenia w sprawie standardów emisyjnych);

2) - dopuszczalna emisja średnioroczna ze spalania gazu odpowiada obowiązującym standardom emisyjnym (zgodnie z §13 ust. 3 pkt 1 rozporządzenia w sprawie standardów emisyjnych);

3) - wartość obowiązuje w okresie od dnia 18.08.2021 r. do dnia 31.12.2029 r. (okres obowiązywania odstępstwa)

4) - wartość obowiązuje w okresie od dnia 01.01.2030 r. (po zakończeniu okresu obowiązywania odstępstwa)

Dopuszczalna wielkość emisji amoniaku wynikająca z granicznych wielkości emisyjnych przy współspalaniu węgla kamiennego i gazu z odmetanowania kopalń ustalona jako wartość średnioroczna wynosi 10 mg/Nm^3 (suchych gazów odlotowych w warunkach normalnych przy określonej zawartości tlenu).

- w przypadku współspalania węgla kamiennego, biomasy i gazu z odmetanowania kopalń

Substancja	Wartość średniodobowa lub średnia z okresu pobierania próbek			Wartość średnioroczna lub średnia z próbek uzyskanych w ciągu roku		
	Węgiel kamienny $C_{\text{węgl}}$ mg/Nm^{3*}	Biomasa C_{biom} mg/Nm^{3*}	Gaz z odmeta n. C_{gaz} mg/Nm^{3**}	Węgiel kamienny $C_{\text{węgl}}$ mg/Nm^{3*}	Biomasa C_{biom} mg/Nm^{3*}	Gaz z odmeta n. C_{gaz} mg/Nm^{3**}
Pył	22	18	5,5 ³⁾	14	12	5 ⁴⁾
Dwutlenek siarki	220	175 / 215 ¹⁾	38,5 ³⁾	200	70 / 100 ¹⁾	35 ⁴⁾
Dwutlenek azotu	210	220	110 ³⁾	180	180	100 ⁴⁾
Chlorowodór	- ⁶⁾ / - ⁵⁾	300 / - ^{2) 7)} 12 / - ^{2) 8)}	0 / - ⁵⁾	300 ⁷⁾ 20 ⁸⁾	300 ⁷⁾ 9 / 25 ^{2) 8)}	0
Fluorowodór	- ⁶⁾	1	0	7	1	0
Rtęć	- ⁶⁾	0,005	0	0,009	0,005	0

* - suchych gazów odlotowych w warunkach normalnych przy zawartości 6 % tlenu

** - suchych gazów odlotowych w warunkach normalnych przy zawartości 3 % tlenu

1) - wyższa wartość obowiązuje w przypadku, gdy średnia zawartość siarki w paliwie wynosi wagowo 0,1% (suchej masy) lub jest wyższa;

2) - wyższa wartość obowiązuje w przypadku, gdy średnia zawartość chloru w paliwie wynosi wagowo 0,1% suchej masy lub jest wyższa lub w przypadku istniejących obiektów współspalających biomasę z paliwem o dużej zawartości siarki lub stosując dodatki alkaliczne do konwersji chlorków, wówczas średnia dobowo wielkość emisji nie ma zastosowania;

3) - dopuszczalna emisja średniodobowa ze spalania gazu stanowi 110% obowiązujących standardów emisyjnych (zgodnie z §13 ust. 3 pkt 2 rozporządzenia w sprawie standardów emisyjnych);

4) - dopuszczalna emisja średnioroczna ze spalania gazu odpowiada obowiązującym standardom emisyjnym (zgodnie z §13 ust. 3 pkt 1 rozporządzenia w sprawie standardów emisyjnych);

5) - gdy zastosowanie ma odnośnik 2) średnia dobowo wielkość emisji HCl ze spalania węgla i gazu z odmetanowania kopalń również nie mają zastosowania;

6) - do obliczenia dopuszczalnej wielkości emisji przyjęta zostanie najwyższa wartość z próbek zmierzona przy spalaniu wyłącznie węgla kamiennego

7) - wartość obowiązuje w okresie od dnia 18.08.2021 r. do dnia 31.12.2029 r. (okres obowiązywania odstępstwa)

8) - wartość obowiązuje w okresie od dnia 01.01.2030 r. (po zakończeniu okresu obowiązywania odstępstwa)

Dopuszczalna wielkość emisji amoniaku wynikająca z granicznych wielkości emisyjnych przy współspalaniu węgla kamiennego, biomasy i gazu z odmetanowania kopalń ustalona jako wartość średnioroczna wynosi 15 mg/Nm^3 (suchych gazów odlotowych w warunkach normalnych przy określonej zawartości tlenu).

III.1.4. Dopuszczalna wielkość emisji z agregatów prądotwórczych(silników) nr 1 i nr 2.

- standardy emisyjne i dopuszczalne wielkości emisji:

Źródło emisji	Nazwa zanieczyszczenia	Standard emisyjny mg/Nm ³ *
Silnik gazowy nr 1	Pył	3 ¹⁾
	Dwutlenek siarki	15
	Dwutlenek azotu	190
	Tlenek węgla	375 ¹⁾
Silnik gazowy nr 2	Pył	3 ¹⁾
	Dwutlenek siarki	15
	Dwutlenek azotu	190
	Tlenek węgla	375 ¹⁾

* - suchych gazów odlotowych w warunkach normalnych przy zawartości 15% tlenu w gazach

- 1) - dla substancji tych nie określono standardu emisyjnego, jest to dopuszczalna wielkość emisji."

III.2. Dopuszczalna wielkość emisji dla instalacji powiązanych technologicznie z instalacją IPPC

Oznaczenie emitora	Nazwa źródła emisji	Substancja	Dopuszczalna wielkość emisji kg/h
E-3	Zbiornik retencyjny popiołu	Pył ogółem	0,200
		Pył zawieszony PM10	0,200
		Pył zawieszony PM2.5	0,100
E-4	Silos magazynowy biomasy	Pył ogółem	0,072
		Pył zawieszony PM10	0,072
		Pył zawieszony PM2.5	0,036
E-5	System transportu pneumatycznego biomasy	Pył ogółem	0,020
		Pył zawieszony PM10	0,020
		Pył zawieszony PM2.5	0,010
E-6	Wentylacja mechaniczna pomieszczenia rozładunku samochodów	Pył ogółem	0,300
		Pył zawieszony PM10	0,300
		Pył zawieszony PM2.5	0,150
E-7	System oczyszczania podestów instalacji biomasy	Pył ogółem	0,072
		Pył zawieszony PM10	0,072
		Pył zawieszony PM2.5	0,036
E-8	Odpowietrzenie podajnika kubelkowego	Pył ogółem	0,012
		Pył zawieszony PM10	0,012
		Pył zawieszony PM2.5	0,006
E-9	Zbiornik retencyjny popiołu lotnego z kotła fluidalnego	Pył ogółem	0,300
		Pył zawieszony PM10	0,300
		Pył zawieszony PM2.5	0,165
E-10	Zbiornik retencyjny popiołu dennego z kotła fluidalnego	Pył ogółem	0,200
		Pył zawieszony PM10	0,200
		Pył zawieszony PM2.5	0,110
E-11	Zbiornik retencyjny sorbentu dla kotła fluidalnego	Pył ogółem	0,050
		Pył zawieszony PM10	0,050
		Pył zawieszony PM2.5	0,030

III.3. Roczna wielkości emisji zanieczyszczeń gazowo – pyłowych do powietrza.

III.3.1. Roczna wielkość emisji zanieczyszczeń gazowo – pyłowych do powietrza z instalacji energetycznego spalania paliw.

Zanieczyszczenie	Emisja w Mg/rok	
	do 31.12.2029 r.	od dnia 01.01.2030 r.
Pył	40,3	40,3
Dwutlenek siarki	594,5	594,5
Dwutlenek azotu	569,9* 569,1**	569,1
Tlenek węgla	587,4	587,4
Chlorowodór	801,9	61,8
Fluorowodór	19,5	19,5
Rtęć	0,025	0,025
Amoniak	39,7	39,7

* - emisja dopuszczalna w okresie od dnia 01.01.2024 r. do 31.12.2024 r.

** - emisja dopuszczalna w okresie od dnia 01.01.2025 r.

III.3.2. Roczna wielkość emisji zanieczyszczeń gazowo – pyłowych do powietrza z instalacji energetycznego spalania paliw

Łączna wielkość emisji z instalacji powiązanych technologicznie z instalacją energetycznego spalania paliw wynosi:

- pył ogółem 5,50 Mg/rok
- pył zawieszony PM10 5,50 Mg/rok
- pył zawieszony PM2,5 2,84 Mg/rok

III.4. Dopuszczalne poziomy hałasu w środowisku.

Dopuszczalny równoważny poziom hałasu „A” mogącego przenikać do środowiska z terenu Zakładu Jastrzębie-Zdrój wynosi:

a) na terenach mieszkaniowo- usługowych:

f) L_{AeqD} – 55 dB

g) L_{AeqN} - 45 dB

b) na terenach zabudowy mieszkaniowej wielorodzinnej i zamieszkania zbiorowego oraz terenach zabudowy zagrodowej:

- L_{AeqD} – 55 dB

- L_{AeqN} - 45 dB

III.5. Wytwarzanie odpadów.

III.5.1. Rodzaj i ilość odpadów przewidzianych do wytwarzania w ciągu roku.

lp.	Kod odpadu	Nazwa odpadu wg. katalogu odpadów	Ilość odpadu przewidziane do wytworzenia w związku z eksploatacją instalacji [Mg/rok]
1	2	3	4
1.	10 01 01	Żużle, popioły paleniskowe i pyły z kotłów (z wyłączeniem pyłów z kotłów wymienionych w 10 01 04)	500
2.	10 01 02	Popioły lotne z węgla	2 000
3.	10 01 23	Uwodnione szlamy z czyszczenia kotłów inne niż wymienione w 10 01 22	5
4.	10 01 24	Piaski ze złóż fluidalnych (z wyłączeniem 10 01 82)	25 000
5.	10 01 25	Odpady z przechowania i przygotowania paliw dla opalanych węglem elektrowni	2
6.	10 01 26	Odpady z uzdatniania wody chłodzącej	2
7.	10 01 82	Mieszaniny popiołów lotnych i odpadów stałych z wapniowych metod odsiarczania gazów odlotowych (metody suche i półsuche odsiarczania spalin oraz spalanie w złożu fluidalnym)	140 000
8.	10 01 99	Inne niewymienione odpady	2
9.	13 01 13*	Inne oleje hydrauliczne	2
10.	13 02 05*	Mineralne oleje silnikowe, przekładniowe i smarowe niezawierające związków chlorowcoorganicznych	15
11.	13 02 08*	Inne oleje silnikowe, przekładniowe i smarowe	7,5
12.	13 03 07*	Mineralne oleje i ciecz stosowane jako elektroizolatory oraz nośniki ciepła niezawierające związków chlorowcoorganicznych	5
13.	15 02 02*	Sorbenty, materiały filtracyjne (w tym filtry olejowe nieujęte w innych grupach) tkaniny do wycierania (np. szmaty, ścierki) i ubrania ochronne zanieczyszczone substancjami niebezpiecznymi (np. PBC)	2,5
14.	15 02 03	Sorbenty, materiały filtracyjne, tkaniny do wycierania (np. szmaty, ścierki) i ubrania ochronne inne niż wymienione w 15 02 02	1,5
15.	16 01 15	Płyny zapobiegające zamarzaniu inne niż wymienione w 16 01 14	6
16.	16 01 99	Inne niewymienione odpady	10
17.	16 02 14	Zużyte urządzenia inne niż wymienione w 16 02 09 do 16 02 13	3
18.	16 02 16	Elementy usunięte z zużytych urządzeń inne niż wymienione w 16 02 15	2
19.	16 06 01*	Baterie i akumulatory ołowiowe	0,5
20.	16 06 02*	Baterie i akumulatory niklowo-kadmowe	0,5
21.	16 11 06	Okładziny piecowe i materiały ogniotrwałe z procesów niemetalurgicznych inne niż wymienione w 16 11 05	5
22.	19 09 05	Nasycone lub zużyte żywice jonowymienne	5
23.	19 09 06	Roztwory i szlamy z regeneracji wymienników jonitowych	1
24.	19 09 99	Inne niewymienione odpady	2

III.5.2. Źródła powstawania odpadów, podstawowy skład chemiczny i właściwości odpadów przewidzianych do wytworzenia:

lp.	Kod odpadu	Rodzaj odpadu	Źródła powstawania	Podstawowy skład chemiczny i właściwości
1	2	3	4	5
1.	10 01 01	Żużle, popioły paleniskowe i pyły z kotłów (z wyłączeniem pyłów z kotłów wymienionych w 10 01 04)	Opis odpadu: odpady żużli; Źródła powstawania: energetyczne spalanie paliw w kotle WP-70 – układ odżużlania kotłów;	Podstawowy skład chemiczny: tlenek krzemu, żelaza, glinu, wapnia, magnezu; Właściwości: nie powoduje bezpośredniego zagrożenia dla środowiska;
2.	10 01 02	Popioły lotne z węgla	Opis odpadu: popioły lotne; Źródła powstawania: energetyczne spalanie paliw w kotle WP-70 – układ odpopielania kotłów;	Podstawowy skład chemiczny: tlenek krzemu, żelaza, glinu, wapnia, magnezu; Właściwości: nie powoduje bezpośredniego zagrożenia dla środowiska;
3.	10 01 23	Uwodnione szlamy z czyszczenia kotłów inne niż wymienione w 10 01 22	Opis odpadu: uwodnione szlamy; Źródła powstawania: czyszczenie palenisk części grzewczej kotłów;	Podstawowy skład chemiczny: tlenek glinu, żelaza, krzemu; Właściwości: nie powoduje bezpośredniego zagrożenia dla środowiska;
4.	10 01 24	Piaski ze złóż fluidalnych (z wyłączeniem 10 01 82)	Opis odpadu: największa frakcja materiału złoża fluidalnego odprowadzanego z kotła; Źródła powstawania: spalanie paliw w złożu fluidalnym kotła CFB-275	Podstawowy skład chemiczny: tlenek krzemu, glinu, żelaza; Właściwości: gęstość – ok. 2,55 Mg/m ³ , straty prażenia w 815°C – ok. 0,58%, nie powoduje bezpośredniego zagrożenia dla środowiska;
5.	10 01 25	Odpady z przechowania i przygotowania paliw dla opalanych węglem elektrowni	Opis odpadu: pozostałości paliw i osady z układów magazynowania i podawania paliw; Źródła powstawania: okresowe czyszczenie układów magazynowania i podawania paliw (biomasy i węgla);	Podstawowy skład chemiczny: głównie węgiel pierwiastkowy; Właściwości: nie powoduje bezpośredniego zagrożenia dla środowiska;
6.	10 01 26	Odpady z uzdatniania wody chłodzącej	Opis odpadu: osady i szlamy; Źródła powstawania: okresowe czyszczenie mis chłodni wentylatorowych instalacji;	Podstawowy skład chemiczny: woda, związki wapnia i węglany, magnez, krzemionka; Właściwości: nie powoduje bezpośredniego zagrożenia dla środowiska;
7.	10 01 82	Mieszaniny popiołów lotnych i odpadów stałych z wapniowych metod odsiarczania gazów odlotowych (metody suche i półsuche odsiarczania spalin oraz spalanie w złożu fluidalnym)	Opis odpadu: mieszanina popiołów lotnych i odpadów stałych; Źródła powstawania: wapniowe metody odsiarczania spalin oraz spalanie paliw w złożu fluidalnym kotła CFB-275;	Podstawowy skład chemiczny: tlenek krzemu, glinu, żelaza, manganu, tytanu, wapnia, magnezu, siarki, fosforu, sodu, potasu, chlorki; Właściwości: gęstość – ok. 2,24 Mg/m ³ , straty prażenia w 815°C – ok. 3,67%, nie powoduje bezpośredniego zagrożenia dla środowiska;
8.	10 01 99	Inne niewymienione odpady	Opis odpadu: osady i szlamy; Źródła powstawania: okresowe czyszczenie zbiorników zapasowych wody przemysłowej i zbiornika głębokiego, w którym gromadzone są wody z odżużlania i odmuliny z kotłów;	Podstawowy skład chemiczny: woda, zawiesiny mineralne, związki wapnia i węglany, magnez i krzemionka; Właściwości: nie powoduje bezpośredniego zagrożenia dla środowiska;
9.	13 01 13*	Inne oleje hydrauliczne	Opis odpadu: oleje odpadowe z układów	Podstawowy skład chemiczny: różne frakcje węglowodorów

			hydraulicznych urządzeń instalacji; Źródła powstawania: wymiana przepracowanego oleju w urządzeniach instalacji;	zanieczyszczone metalami z dodatkami uszlachetniającymi; Właściwości: drażniące, działanie toksyczne na narządy docelowe (STOT) lub zagrożenie spowodowane aspiracją;
10.	13 02 05*	Mineralne oleje silnikowe, przekładniowe i smarowe niezawierające związków chlorowcoorganicznych	Opis odpadu: oleje silnikowe, smarowe i przekładniowe z urządzeń instalacji; Źródła powstawania: wymiany w układach smarujących różnego typu urządzeń instalacji;	Podstawowy skład chemiczny: różne frakcje węglowodorów zanieczyszczone głównie metalami z dodatkami uszlachetniającymi; Właściwości: drażniące, działanie toksyczne na narządy docelowe (STOT) lub zagrożenie spowodowane aspiracją;
11.	13 02 08*	Inne oleje silnikowe, przekładniowe i smarowe	Opis odpadu: odpadowe oleje przekładniowe lub silnikowe; Źródła powstawania: wymiana przepracowanego oleju w układach instalacji;	Podstawowy skład chemiczny: węglowodory aromatyczne i alifatyczne oraz zanieczyszczenia w postaci głównie cząstek pyłu lub metali; Właściwości: drażniące, działanie toksyczne na narządy docelowe (STOT) lub zagrożenie spowodowane aspiracją;
12.	13 03 07*	Mineralne oleje i ciecze stosowane jako elektroizolatory oraz nośniki ciepła niezawierające związków chlorowcoorganicznych	Opis odpadu: mineralne oleje transformatorowe i kondensatorowe oraz oleje ze sprężarek; Źródła powstawania: wymiana przepracowanego oleju w urządzeniach instalacji;	Podstawowy skład chemiczny: różne węglowodory, zanieczyszczenia w postaci dodatków uszlachetniających i produkty ich rozkładu głównie związki fosforu, siarki i arsenu oraz produkty polimeryzacji węglowodorów; Właściwości: drażniące, działanie toksyczne na narządy docelowe (STOT) lub zagrożenie spowodowane aspiracją, wysoki współczynnik przewodzenia ciepła, wysoka przenikliwość elektryczna, niski współczynnik strat dielektrycznych;
13.	15 02 02*	Sorbenty, materiały filtracyjne (w tym filtry olejowe nieujęte w innych grupach) tkaniny do wycierania (np. szmaty, ścierki) i ubrania ochronne zanieczyszczone substancjami niebezpiecznymi (np. PBC)	Opis odpadu: sorbenty, materiały filtracyjne, w tym filtry, tkaniny (np. szmaty, ścierki) zanieczyszczone substancjami niebezpiecznymi; Źródła powstawania: konserwacja i remonty urządzeń wchodzących w skład instalacji;	Podstawowy skład chemiczny: celuloza, polimery syntetyczne (m.in. poliester, polipropylen, poliamid itp.), zanieczyszczone np. węglowodorami alifatycznymi i aromatycznymi; Właściwości: drażniące, stałe;
14.	15 02 03	Sorbenty, materiały filtracyjne, tkaniny do wycierania (np. szmaty, ścierki) i ubrania ochronne inne niż wymienione w 15 02 02	Opis odpadu: sorbenty, materiały filtracyjne, w tym filtry, tkaniny (np. szmaty, ścierki) które nie są zanieczyszczone substancjami niebezpiecznymi; Źródła powstawania: konserwacja	Podstawowy skład chemiczny: celuloza, polimery syntetyczne (m.in. poliester, polipropylen, poliamid itp.); Właściwości: nie powodują bezpośredniego zagrożenia dla środowiska, stałe;

			i remonty urządzeń wchodzących w skład instalacji;	
15.	16 01 15	Płyny zapobiegające zamarzaniu inne niż wymienione w 16 01 14	Opis odpadu: płyny zapobiegające zamarzaniu; Źródła powstawania: wymiany w układach różnego typu urządzeń wchodzących w skład instalacji;	Podstawowy skład chemiczny: bazę stanowią najczęściej glikole lub alkohole z dodatkami poprawiającymi właściwości, nie zawierają substancji niebezpiecznych; Właściwości: nie powodują bezpośredniego zagrożenia dla środowiska, płynne;
16.	16 01 99	Inne niewymienione odpady	Opis odpadu: zużyte w urządzeniach instalacji gumowe przenośniki taśmociągów; Źródła powstawania: okresowe wymiany w urządzeniach instalacji;	Podstawowy skład chemiczny: polimery, żelazo, węgiel; Właściwości: nie powoduje bezpośredniego zagrożenia dla środowiska;
17.	16 02 14	Zużyte urządzenia inne niż wymienione w 16 02 09 do 16 02 13	Opis odpadu: zużyte urządzenia elektryczne i elektroniczne wchodzące w skład instalacji; Źródła powstawania: konserwacja i remonty urządzeń i układów wchodzących w skład instalacji;	Podstawowy skład chemiczny: głównie żelazo i jego stopy, aluminium, mogą występować również polimery syntetyczne (m.in. polietylen, PCV, polipropylen), dwutlenek krzemu, tlenki sodu i wapnia; Właściwości: nie powodują bezpośredniego zagrożenia dla środowiska, stałe;
18.	16 02 16	Elementy usunięte z zużytych urządzeń inne niż wymienione w 16 02 15	Opis odpadu: zużyte elementy urządzeń elektrycznych i elektronicznych wchodzących w skład instalacji; Źródła powstawania: konserwacja i remonty urządzeń i układów wchodzących w skład instalacji;	Podstawowy skład chemiczny: głównie żelazo i jego stopy, aluminium, mogą występować również polimery syntetyczne (m.in. polietylen, PCV, polipropylen), dwutlenek krzemu, tlenki sodu i wapnia; Właściwości: nie powodują bezpośredniego zagrożenia dla środowiska, stałe;
19.	16 06 01*	Baterie i akumulatory ołowiowe	Opis odpadu: zużyte baterie i akumulatory ołowiowe; Źródła powstawania: okresowa wymiana w urządzeniach i układach instalacji lub maszynach obsługujących instalację;	Podstawowy skład chemiczny: polimery syntetyczne, związki ołowiu, kwas siarkowy; Właściwości: drażniące, żrące;
20.	16 06 02*	Baterie i akumulatory niklowo-kadmowe	Opis odpadu: zużyte baterie i akumulatory niklowo – kadmowe; Źródła powstawania: okresowa wymiana w urządzeniach i układach instalacji;	Podstawowy skład chemiczny: polimery syntetyczne, związki niklu i kadmu, wodorotlenek potasu; Właściwości: drażniące, żrące;
21.	16 11 06	Okładziny piecowe i materiały ogniotrwałe z procesów niemetalurgicznych inne niż wymienione w 16 11 05	Opis odpadu: materiały ogniotrwałe; Źródła powstawania: okresowe konserwacje i remonty urządzeń wchodzących w skład instalacji;	Podstawowy skład chemiczny: głównie glinokrzemiany; Właściwości: nie powoduje bezpośredniego zagrożenia dla środowiska;
22.	19 09 05	Nasycone lub zużyte żywice jonowymienne	Opis odpadu: zużyte masy jonowymienne; Źródła powstawania: wymiana zużytych żywic jonowymiennych powstających	Podstawowy skład chemiczny: polimery organiczne; Właściwości: nie powoduje bezpośredniego zagrożenia dla środowiska;

			przy okresowej wymianie jonitów w stacji demineralizacji wody;	
23.	19 09 06	Roztwory i szlamy z regeneracji wymienników jonitowych	Opis odpadu: roztwory z regeneracji wymienników jonitowych w stacji uzdatniania wody; Źródła powstawania: okresowa regeneracja wymienników jonitowych; odpady powstają tylko w sytuacjach wyjątkowych np. braku możliwości neutralizacji roztworów poregeneracyjnych, co uniemożliwia ich normalne odprowadzenie;	Podstawowy skład chemiczny: woda, głównie związki wapnia i magnezu; Właściwości: nie powodują bezpośredniego zagrożenia dla środowiska, płynne lub półpłynne;
24.	19 09 99	Inne niewymienione odpady	Opis odpadu: żwirek filtracyjny o granulacji od 3-5 mm; Źródła powstawania: wymiana zużytych złóż filtracyjnych w stacji demineralizacji wody;	Podstawowy skład chemiczny: krzemionka; Właściwości: obojętne, nie powodują bezpośredniego zagrożenia dla środowiska;

III.5.3. Miejsce i sposób magazynowania odpadów:

Wytwarzane odpady będą magazynowane selektywnie, w sposób bezpieczny dla środowiska (a w szczególności środowiska gruntowo-wodnego), zgodnie z poniższą tabelą, a po zgromadzeniu odpowiedniej ilości do transportu, będą przekazywane uprawnionym odbiorcom odpadów.

lp.	Kod odpadu	Rodzaj odpadu	Miejsce magazynowania	Sposób magazynowania
1	2	3	4	5
1.	10 01 01	Żużle, popioły paleniskowe i pyły z kotłów (z wyłączeniem pyłów z kotłów wymienionych w 10 01 04)	Zbiornik żużla znajdujący się na podłożu utwardzonym, zabezpieczonym przed zanieczyszczeniem gruntu i wód;	Zbiornik żużla, o pojemności 118 m ³ ;
2.	10 01 02	Popioły lotne z węgla	Zbiornik retencyjny popiołu znajdujący się na podłożu utwardzonym, zabezpieczonym przed zanieczyszczeniem gruntu i wód;	Zbiorniki retencyjne popiołu, o pojemności 800 m ³ ;
3.	10 01 23	Uwodnione szlamy z czyszczenia kotłów inne niż wymienione w 10 01 22	Utwardzony, skanalizowany, zabezpieczony przed zanieczyszczeniem gruntu i wód plac w rejonie chłodni;	Pojemniki np. beczki odporne na działanie składników odpadu;
4.	10 01 24	Piaski ze złóż fluidalnych (z wyłączeniem 10 01 82)	Utwardzony, zabezpieczony przed zanieczyszczeniem	W pryzmach na utwardzonym placu;

			gruntu i wód plac w rejonie składowiska węgla.	
5.	10 01 25	Odpady z przechowania i przygotowania paliw dla opalanych węglem elektrowni	Wiata wykonywania próbek na kotłowni poziom 27 m w rejonie taśmociągu TN-1;	Szczelne pojemniki;
6.	10 01 26	Odpady z uzdatniania wody chłodzącej	W wydzielonym miejscu w laboratorium oraz budynku stacji uzdatniania wody;	Szczelne pojemniki;
7.	10 01 82	Mieszaniny popiołów lotnych i odpadów stałych z wapniowych metod odsiarczania gazów odlotowych (metody suche i półsuche odsiarczania spalin oraz spalanie w złożu fluidalnym)	Zbiorniki retencyjne popiołu znajdujące się na podłożu utwardzonym, zabezpieczonym przed zanieczyszczeniem gruntu i wód;	Zbiornik retencyjny popiołu lotnego o pojemności 2510 m ³ ; Zbiornik retencyjny popiołu dennego o pojemności 1130 m ³ ;
8.	10 01 99	Inne niewymienione odpady	Utwardzony, skanalizowany, zabezpieczony przed zanieczyszczeniem gruntu i wód plac w rejonie zbiorników wody przemysłowej;	Beczki odporne na działanie składników odpadu;
9.	13 01 13*	Inne oleje hydrauliczne	Wydzielony w budynku Magazyn olejów i smarów;	W pojemnikach (np. beczki, mauzery) wykonanych z materiałów trudno palnych, odpornych na działanie olejów odpadowych, odprowadzających ładunki elektryczności statycznej, wyposażonych w szczelne zamknięcie i zabezpieczonych przed stłuczeniem;
10.	13 02 05*	Mineralne oleje silnikowe, przekładniowe i smarowe niezawierające związków chlorowcoorganicznych	Następujące lokalizacje: - zamykane pomieszczenie gospodarki olejowej w hali maszynowni; - wydzielony w budynku Magazyn olejów i smarów; - hala maszyn poziom 0,0 m – rejon generatorów TG-1 i TG-2;	- pomieszczenie gospodarki olejowej w hali maszynowni – w dwóch zbiornikach o pojemności 15 m ³ każdy; - magazyn olejów i smarów oraz hala maszyn – w pojemnikach (np. beczki, mauzery) wykonanych z materiałów trudno palnych, odpornych na działanie olejów odpadowych, odprowadzających ładunki elektryczności statycznej, wyposażonych w szczelne zamknięcie

				i zabezpieczonych przed stłuczeniem;
11.	13 02 08*	Inne oleje silnikowe, przekładniowe i smarowe	Wydzielony w budynku Magazyn olejów i smarów;	W pojemnikach (np. beczki, mauzery) wykonanych z materiałów trudno palnych, odpornych na działanie olejów odpadowych, odprowadzających ładunki elektryczności statycznej, wyposażonych w szczelne zamknięcie i zabezpieczonych przed stłuczeniem;
12.	13 03 07*	Mineralne oleje i ciecze stosowane jako elektroizolatory oraz nośniki ciepła niezawierające związków chlorowcoorganicznych	Pomieszczenie akumulatorni na stacji 110 kV;	W pojemnikach (np. beczki, mauzery) wykonanych z materiałów trudno palnych, odpornych na działanie olejów odpadowych, odprowadzających ładunki elektryczności statycznej, wyposażonych w szczelne zamknięcie i zabezpieczonych przed stłuczeniem;
13.	15 02 02*	Sorbenty, materiały filtracyjne (w tym filtry olejowe nieujęte w innych grupach) tkaniny do wycierania (np. szmaty, ścierki) i ubrania ochronne zanieczyszczone substancjami niebezpiecznymi (np. PBC)	Następujące lokalizacje: - w budynku rozdzielni RG-2z, - w hali maszyn, - w warsztacie nawęglania obok magazynu olejów i smarów, - w warsztacie mechanicznym, - w magazynie olejów i smarów.	W szczelnych pojemnikach odpornych na działanie składników odpadu;
14.	15 02 03	Sorbenty, materiały filtracyjne, tkaniny do wycierania (np. szmaty, ścierki) i ubrania ochronne inne niż wymienione w 15 02 02	W wydzielonym miejscu w wiacie na placu magazynowym złomu, na utwardzonym podłożu zabezpieczonym przed zanieczyszczeniem gruntu i wód;	W pojemnikach;
15.	16 01 15	Płyny zapobiegające zamarzaniu inne niż wymienione w 16 01 14	Utwardzony, zabezpieczony przed zanieczyszczeniem gruntu i wód plac w rejonie agregatów diesla;	W szczelnych, zamykanych pojemnikach odpornych na działanie składników odpadu;
16.	16 01 99	Inne niewymienione odpady	Wiata w rejonie warsztatu nawęglania obok magazynu olejów i smarów na podłożu utwardzonym,	Luzem na utwardzonym podłożu;

			zabezpieczonym przed zanieczyszczeniem gruntu i wód	
17.	16 02 14	Zużyte urządzenia inne niż wymienione w 16 02 09 do 16 02 13	W boksach, wewnątrz magazynu zlokalizowanego obok budynku administracyjnego A. Miejsce magazynowania posiada szczelną nawierzchnię;	Luzem;
18.	16 02 16	Elementy usunięte z zużytych urządzeń inne niż wymienione w 16 02 15	W boksach, wewnątrz magazynu zlokalizowanego obok budynku administracyjnego A. Miejsce magazynowania posiada szczelną nawierzchnię;	Luzem;
19.	16 06 01*	Baterie i akumulatory ołowiowe	Budynek rozdzieli RG-2z;	W szczelnych pojemnikach odpornych na działanie składników odpadu;
20.	16 06 02*	Baterie i akumulatory niklowo-kadmowe	Budynek rozdzieli RG-2z;	W szczelnych pojemnikach odpornych na działanie składników odpadu;
21.	16 11 06	Okładziny piecowe i materiały ogniotwórcze z procesów niemetalurgicznych inne niż wymienione w 16 11 05	W boksach, na utwardzonym i zabezpieczonym przed zanieczyszczeniem gruntu i wód placu w rejonie chłodni wentylatorowych;	Luzem;
22.	19 09 05	Nasycone lub zużyte żywice jonowymienne	Pomieszczenie dawkowania chemikaliów dla ciepłownictwa i bloku kotła OP-140 oraz stacja uzdatniania wody;	W pojemnikach odpornych na działanie składników odpadu;
23.	19 09 06	Roztwory i szlamy z regeneracji wymienników jonitowych	Pomieszczenie dawkowania chemikaliów dla ciepłownictwa i bloku kotła OP-140 oraz stacja uzdatniania wody;	W pojemnikach odpornych na działanie składników odpadu;
24.	19 09 99	Inne niewymienione odpady	Pomieszczenie dawkowania chemikaliów dla ciepłownictwa i bloku kotła OP-140;	W pojemnikach odpornych na działanie składników odpadu;

III.5.4. Sposoby dalszego gospodarowania odpadami:

Przewidziane do wytworzenia odpady, wymienione w ppkt.III.5.1, będą przekazane zgodnie z hierarchią sposobów postępowania z odpadami uprawnionym posiadaczom odpadów do zbierania lub przetwarzania (w przypadku odpadów o kodach 16 02 14, 16 06 01* i 16 06 02* wyłącznie w zakresie odzysku).

III.5.5. Wymagania w zakresie warunków ochrony przeciwpożarowej wynikające z operatu przeciwpożarowego.

Opisane w ppkt. III.5.3. miejsca i sposób magazynowania odpadów będzie zgodny z warunkami określonymi w Operacie przeciwpożarowym zawierającym warunki ochrony przeciwpożarowej magazynowania odpadów na terenie instalacji opisanej w rozdziale I („Rodzaj i parametry eksploatacyjne instalacji”) niniejszego pozwolenia wykonanym przez rzeczoznawcę do spraw zabezpieczeń przeciwpożarowych i uzgodnionym postanowieniem Komendanta Miejskiego Państwowej Straży Pożarnej w Jastrzębiu-Zdroju.

Obiekty, w których magazynowane są odpady palne będą spełniać wszystkie wymagania z zakresu ochrony przeciwpożarowej wynikające zarówno z przepisów techniczno-budowlanych jak i przeciwpożarowych.

Instalacja będzie wyposażona w urządzenia zabezpieczające ppoż., a w tym:

- instalację wodociągową przeciwpożarową (hydrantów wewnętrznych),
- instalację zraszaczową,
- instalację pianową,
- instalację odprowadzenia dymu i ciepła,
- instalację wentylacji pożarowej,
- instalację wentylacji awaryjnej,
- drogi pożarowe,
- zbiornik wody ppoż.,
- podręczny sprzęt gaśniczy (w tym gaśnice, koce gaśnicze),
- instalację systemu sygnalizacji przeciwpożarowej,
- czujniki tlenu węgla
- oświetlenie ewakuacyjne.

IV. Zakres i sposób monitorowania procesów technologicznych, w tym pomiaru i ewidencjonowania wielkości emisji.

IV.1. Monitoring w zakresie ochrony powietrza.

Monitoring emisji zanieczyszczeń do powietrza prowadzony będzie zgodnie z przepisami wykonawczymi do ustawy z dnia 27 kwietnia 2001 r. Prawo ochrony środowiska i konkluzjami BAT. Monitoring emisji prowadzony będzie w następującym zakresie:

a) monitoring emisji zanieczyszczeń do powietrza z **kotła fluidalnego CFB-275** obejmował będzie:

- pomiar ciągły, w zakresie następujących substancji:
 - pył,
 - dwutlenek siarki,
 - tlenki azotu, w przeliczeniu na dwutlenek azotu,
 - tlenek węgla,
 - amoniak,
 - chlorowodór, w przypadku współspalania biomasy,

oraz w zakresie następujących parametrów:

- zawartość tlenu w gazach odlotowych,
- prędkość przepływu gazów odlotowych lub ciśnienie dynamiczne gazów odlotowych,
- temperatura gazów odlotowych,

- ciśnienie statyczne lub bezwzględne gazów odlotowych,
- wilgotność bezwzględna gazów odlotowych lub stopień zawilżenia gazów odlotowych.
- pomiar okresowy, w zakresie następujących substancji:
 - N_2O z częstotliwością raz na rok,
 - Chlorowodór, w przypadku braku współspalania biomasy, z częstotliwością raz na trzy miesiące,
 - Fluorowodór, z częstotliwością raz na trzy miesiące,
 - metale i metaloidy, z wyjątkiem rtęci (As, Cd, Co, Cr, Cu, Mn, Ni, Pb, Sb, Se, Tl, V, Zn) z częstotliwością raz na rok,
 - rtęć, z częstotliwością raz na sześć miesięcy.

b) monitoring emisji zanieczyszczeń do powietrza z **kotła WP-70** obejmował będzie:

- pomiar okresowy w zakresie następujących substancji:
 - pył, z częstotliwością raz na sześć miesięcy,
 - dwutlenek siarki, z częstotliwością raz na sześć miesięcy,
 - tlenki azotu, w przeliczeniu na dwutlenek azotu, z częstotliwością raz na sześć miesięcy,
 - tlenek węgla, z częstotliwością raz na sześć miesięcy,
 - chlorowodór, z częstotliwością raz na sześć miesięcy,
 - fluorowodór z częstotliwością raz na sześć miesięcy,
 - metale i metaloidy, z wyjątkiem rtęci (As, Cd, Co, Cr, Cu, Mn, Ni, Pb, Sb, Se, Tl, V, Zn) z częstotliwością raz na rok,
 - rtęć, z częstotliwością raz na rok,

oraz w zakresie następujących parametrów (z częstotliwością raz na sześć miesięcy):

- zawartość tlenu w gazach odlotowych,
- prędkość przepływu gazów odlotowych lub ciśnienie dynamiczne gazów odlotowych,
- temperatura gazów odlotowych,
- ciśnienie statyczne lub bezwzględne gazów odlotowych,
- wilgotność bezwzględna gazów odlotowych lub stopień zawilżenia gazów odlotowych.

c) monitoring emisji zanieczyszczeń do powietrza z **kotła PWPg-6** obejmował będzie:

- pomiar okresowy, w zakresie następujących substancji:
 - pył,
 - dwutlenek siarki,
 - tlenki azotu, w przeliczeniu na dwutlenek azotu,
 - tlenek węgla,

oraz w zakresie następujących parametrów:

- zawartość tlenu w gazach odlotowych,
 - prędkość przepływu gazów odlotowych lub ciśnienie dynamiczne gazów odlotowych,
 - temperatura gazów odlotowych,
 - ciśnienie statyczne lub bezwzględne gazów odlotowych,
 - wilgotność bezwzględna gazów odlotowych lub stopień zawilżenia gazów odlotowych,
- z częstotliwością dwa razy w roku, raz w sezonie zimowym (październik – marzec) oraz raz w sezonie letnim (kwiecień – wrzesień), z tym że jeżeli źródło pracować będzie sezonowo, w okresie nieprzekraczającym sześciu miesięcy, pomiary prowadzone będą raz w roku, w okresie pracy źródła.

d) monitoring emisji zanieczyszczeń do powietrza z agregatów prądotwórczych (nr 1 i 2) obejmował będzie (pomiar ten prowadzony będzie daty uruchomienia

tych źródeł):

- pomiar okresowy, w zakresie następujących substancji:
 - pył,
 - dwutlenek siarki,
 - tlenki azotu w przeliczeniu na dwutlenek azotu,
 - tlenek węgla,oraz w zakresie następujących parametrów:
 - zawartość tlenu w gazach odlotowych,
 - prędkość przepływu gazów odlotowych lub ciśnienie dynamiczne gazów odlotowych,
 - temperatura gazów odlotowych,
 - ciśnienie statyczne lub bezwzględne gazów odlotowych,
 - wilgotność bezwzględna gazów odlotowych lub stopień zawilżenia gazów odlotowych,

z częstotliwością dwa razy w roku, raz w sezonie zimowym (październik – marzec) oraz raz w sezonie letnim (kwiecień – wrzesień), z tym że jeżeli źródło pracować będzie sezonowo, w okresie nieprzekraczającym sześciu miesięcy, pomiary prowadzone będą raz w roku, w okresie pracy źródła.

Corocznie przeprowadzane będą dwie serie badań składu frakcyjnego pyłu emitowanego z instalacji spalania paliw z określeniem udziału frakcji PM10 i PM2,5.

Punkty pomiarowe oraz metodyka pomiarowa powinny być zgodne z Polskimi Normami oraz obowiązującymi przepisami prawa.

IV.2. Monitoring w zakresie hałasu.

Dla instalacji winny być prowadzone okresowe pomiary hałasu w środowisku, w porze dnia oraz w porze nocy. Pomiary należy przeprowadzać raz na 2 lata. Pomiary powinny być wykonane w 5 punktach, zlokalizowanych przy najbliższej zabudowie mieszkaniowej po południowej, zachodniej i wschodniej stronie zakładu, w oparciu o obowiązujące w tym zakresie metodyki.

IV.3. Monitoring w zakresie gospodarki wodno-ściekowej.

- Nie ustala się monitoringu poboru wody, gdyż nie jest ona pobierana ze środowiska, lecz dostarczana będzie poprzez istniejącą miejską sieć wodociągową. Wielkość zużycia wody monitorowana będzie w ramach monitoringu gospodarki materiałowo-surowcowej.
- Nie ustala się monitoringu zrzutu ścieków przemysłowych, gdyż nie będą one wprowadzane do wód ani do ziemi.

IV.4. Ewidencja i monitoring odpadów.

Monitoring strumieni odpadów należy prowadzić poprzez realizację działań wynikających z obowiązujących przepisów prawa. Jako posiadacz odpadów prowadzący instalację prowadził będzie na bieżąco ich ilościową i jakościową ewidencję zgodnie z katalogiem odpadów.

Ewidencja odpadów prowadzona będzie z zastosowaniem następujących dokumentów:

- karty przekazania odpadów,
- karty ewidencji odpadów.

Prowadzący instalację będzie sporządzał roczne zbiorcze sprawozdanie o rodzajach i ilościach odpadów oraz sposobach ich zagospodarowania.

IV.5. Monitoring w zakresie wytwarzania energii elektrycznej.

Instalacja spalania paliw zostanie wyposażona w oprogramowanie pozwalające na monitorowanie zużycia energii na potrzeby własne ogólne. Będzie to oprogramowanie

rejestrujące bieżące parametry procesu produkcji, współpracujące z systemem pomiarowym i umożliwiające rejestrację poszczególnych parametrów.

Elektrociepłownia wyposażona zostanie w układ pomiarowo – rozliczeniowe energii. Zużycie energii na potrzeby własne będzie mierzone przez układy pomiarowe oparte na licznikach energii. Odczyty liczników dokonywane są raz na miesiąc i rejestrowane w książkach eksploatacji urządzeń. Ocena ilości zużytej energii dokonywana jest przez służby Działu Kontroli Eksploatacji.

IV.6. Monitoring powierzchni ziemi i wód gruntowych.

W celu zapewnienia ochrony gleby, ziemi oraz wód gruntowych zobowiązuje się prowadzącego instalację do prowadzenia:

- oceny ryzyka, w zakresie wszystkich potencjalnie wykorzystywanych, produkowanych lub uwalnianych substancji, mogących powodować ryzyko zanieczyszczenia gleby, ziemi i wód gruntowych, które będą związane z funkcjonowaniem instalacji IPPC oraz instalacji powiązanych technologicznie. Ocenę ryzyka należy wykonywać w przypadku przeprowadzenia zmian warunków określonych w pozwoleniu zintegrowanym, dla wszystkich zdefiniowanych źródeł zanieczyszczeń, przy każdorazowej zmianie ilości i rodzaju stosowanych substancji powodujących ryzyko, a także w chwili pojawienia się nowego, potencjalnego źródła zanieczyszczenia.
Do każdego, ze źródeł należy przypisać występujące w nim substancje powodujące ryzyko, wraz z charakterystyką. Każde ze źródeł powinno zostać opisane, pod kątem zabezpieczeń minimalizujących ryzyko zanieczyszczenia środowiska gruntowo-wodnego oraz ewentualnych awarii jakie miały w nim miejsce. Dla każdej zidentyfikowanej substancji należy określić, czy istnieje ryzyko zanieczyszczenia gleby, ziemi i wód podziemnych, biorąc pod uwagę jej właściwości, maksymalną ilość, w jakiej występuje w danym źródle oraz zastosowane zabezpieczenia,
- corocznej oceny stanu technicznego, miejsc, instalacji i urządzeń służących do przechowywania, przeładunku oraz magazynowania substancji, odpadów i surowców (a szczególnie substancji powodujących ryzyko) - przez odpowiednio wyszkolony personel,
- wykazu stwierdzonych nieprawidłowości i wycieków do gleby ziemi i wód gruntowych substancji powodujących ryzyko.

IV.7. Monitoring jakości paliw

Prowadzący instalację będzie prowadził badania jakości paliw, w zakresie obejmującym następujące parametry:

- a) dla węgla kamiennego: wartość opałowa, wilgotność, substancje lotne, popiół, współczynnik „fixed carbon”, C, H, N, O, S, Br, Cl, F, metale i metaloidy (As, Cd, Co, Cr, Cu, Hg, Mn, Ni, Pb, Sb, Tl, V, Zn),
badania te będą prowadzone z częstotliwością:
 - minimum 1 raz na tydzień w zakresie wartość opałowa, wilgotność, substancje lotne, zawartość popiołu, współczynnik „fixed carbon”, zawartość C, H, N, O, S (w trakcie pracy instalacji);
 - minimum 1 raz na rok w zakresie Br, Cl, F, metale i metaloidy (As, Cd, Co, Cr, Cu, Hg, Mn, Ni, Pb, Sb, Tl, V, Zn),
- b) dla biomasy: wartość opałowa, wilgotność, popiół, C, Cl, F, N, S, K, Na, metale i metaloidy (As, Cd, Cr, Cu, Hg, Pb, Zn),
badania te będą prowadzone z częstotliwością:
 - minimum 1 raz na tydzień w zakresie wartość opałowa, wilgotność, popiół, C, Cl,

- minimum 1 raz na rok w zakresie F, N, S, K, Na, metale i metaloidy (As, Cd, Cr, Cu, Hg, Pb, Zn).

V. Warunki wprowadzania do środowiska substancji lub energii występujące w uzasadnionych technologicznie sytuacjach eksploatacyjnych odbiegających od normalnych.

V.1. Rozruch i wyłączenie kotłów:

Okresy rozruchu i wyłączenia kotłów, w których nie obowiązują wartości dopuszczalne i których nie wlicza się do czasu użytkowania źródeł spalania paliw określa się na podstawie granicznych wartości parametrów operacyjnych i specyficznych procesów określonych poniżej.

Kocioł wodny WP-70

Koniec okresu rozruchu lub początek okresu wyłączenia kotła następuje po spełnieniu łącznie wszystkich czterech warunków, określonych w odpowiedniej kolumnie poniżej tabeli.

Lp.	Wartości parametrów operacyjnych lub specyficzne procesy świadczące o zakończeniu okresu rozruchu kotłów	Wartości parametrów operacyjnych lub specyficzne procesy świadczące o rozpoczęciu początku okresu wyłączenia kotłów
Kocioł wodny WP-70		
1.	Przynajmniej przez 1 godzinę przepływ wody z kotła wynosi powyżej 900 Mg/h	Przepływ wody z kotła wynosi poniżej 900 Mg/h
2.	Moc cieplna kotła wynosi powyżej 15 MWt przez okres przynajmniej 1 godziny	Moc cieplna kotła wynosi poniżej 15 MWt
3.	Pracuje przynajmniej jeden zespół młynowy	Nie pracuje żaden zespół młynowy
4.	Temperatura spalin za elektrofiltrem powyżej 130°C	Temperatura spalin za elektrofiltrem poniżej 80°C

Kocioł fluidalny CFB- 275

Rozruch kotła fluidalnego polega na stopniowym ogrzewaniu kotła i urządzeń bezpośrednio z nim związanych. W trakcie rozruchu kotła urządzenie odpylające jest wyłączone.

Graniczne wartości parametrów, świadczących o zakończeniu procesu rozruchu i rozpoczęciu procesu wyłączenia kotła fluidalnego CFB-275 przedstawiono w tabeli poniżej.

Lp.	Wartości parametrów operacyjnych lub specyficzne procesy świadczące o zakończeniu okresu rozruchu	Wartości parametrów operacyjnych lub specyficzne procesy świadczące o rozpoczęciu początku okresu wyłączenia
1.	Temperatura komory paleniskowej poz. 0.5 m ≥ 800 °C	Temperatura komory paleniskowej poz. 0,5 m ≤ 795 °C
2.	Całkowita moc paliwa ≥ 90 MW	Całkowita moc paliwa $\leq 88,6$ MW
3.	Całkowita moc palników rozpalkowych ≤ 20 MW	Całkowita moc palników rozpalkowych ≥ 22 MW

Koniec okresu rozruchu lub początek okresu wyłączenia kotła następuje po spełnieniu łącznie przynajmniej dwóch z trzech warunków określonych w odpowiedniej kolumnie w tabeli powyżej.

Czasy rozruchów bloku:

- gorący - po postoju trwającym do 6 h (temp. wymurówki kotła $> 650^{\circ}\text{C}$) ≤ 140 min,
- ciepły - po postoju trwającym 6 - 24h ($200^{\circ}\text{C} < \text{temp. wymurówki kotła} < 650^{\circ}\text{C}$) ≤ 260 min,
- zimny - po postoju trwającym powyżej 24 h (temp. wymurówki kotła $< 200^{\circ}\text{C}$) ≤ 420 min.

Kocioł PWPg-6

Dla kotła PWPg-6 okres rozruchu ulega zakończeniu, jeżeli przepływ wody wynosi powyżej 65 Mg/h i przepływ gazu powyżej 200 Nm³/h, a okres wyłączenia kotła rozpoczyna się jeżeli przepływ wody spada poniżej 65 Mg/h i przepływ gazu spada poniżej 200 Nm³/h.

Agregaty prądotwórcze

Graniczne wartości parametrów świadczących o zakończeniu procesu rozruchu i rozpoczęciu procesu wyłączenia agregatów prądotwórczych przedstawiono w tabeli poniżej.

Lp.	Wartości parametrów operacyjnych lub specyficzne procesy świadczące o zakończeniu okresu rozruchu	Wartości parametrów operacyjnych lub specyficzne procesy świadczące o rozpoczęciu początku okresu wyłączenia
1.	Zakończony łańcuch zabezpieczeń	Odcięcie dopływu gazu
2.	Włączenie zapłonu	Włączenie funkcji zatrzymania

Koniec okresu rozruchu lub początek okresu wyłączenia agregatów następuje po spełnieniu łącznie dwóch warunków określonych w odpowiedniej kolumnie tabeli.

V.2. Sytuacje awaryjne:

W sytuacjach awaryjnych należy postępować zgodnie z dokumentacją techniczno-ruchową urządzeń kotłowych i redukujących zanieczyszczenia.

Zakład Jastrzębie – Zdrój w sytuacji nadzwyczajnej, wymagającej przerwania pracy podstawowych jednostek kotłowych, uruchamia tymczasowe źródła spalania paliwa, w postaci czterech mobilnych kotłów kontenerowych:

- kotła nr 1, o mocy cieplnej wprowadzonej w paliwie 2,747 MW, opalanego olejem opałowym lekkim, z którego spaliny odprowadzane są do powietrza emitorem E1a, o wysokości $h = 7,0$ m i średnicy wylotu $d = 0,6$ m,
- kotła nr 2, o mocy cieplnej wprowadzonej w paliwie 2,747 MW, opalanego olejem opałowym lekkim, z którego spaliny odprowadzane są do powietrza emitorem E2a, o wysokości $h = 7,0$ m i średnicy wylotu $d = 0,6$ m,
- kotła nr 3, o mocy cieplnej wprowadzonej w paliwie 2,747 MW, opalanego olejem opałowym lekkim, z którego spaliny odprowadzane są do powietrza emitorem E3a, o wysokości $h = 7,0$ m i średnicy wylotu $d = 0,6$ m,
- kotła nr 4, o mocy cieplnej wprowadzonej w paliwie 2,747 MW, opalanego olejem opałowym lekkim, z którego spaliny odprowadzane są do powietrza emitorem E4a, o wysokości $h = 7,0$ m i średnicy wylotu $d = 0,6$ m.

Charakterystyka kotłów pracujących w warunkach awaryjnych:

Emitor	Źródło emisji	Charakterystyka źródeł emisji			
		Wysokość emitora [m]	Średnica wew. emitora [m]	Przepływ gazów [m ³ /h]*	Temp. wylotowa gazów [K]
E1a	Kocioł awaryjny nr 1, o mocy cieplnej wprowadzonej w paliwie 2,747 MW	7,0	0,6	3 200	393
E2a	Kocioł awaryjny nr 2, o mocy cieplnej wprowadzonej w paliwie 2,747 MW	7,0	0,6	3 200	393
E3a	Kocioł awaryjny nr 3, o mocy cieplnej wprowadzonej w paliwie 2,747 MW	7,0	0,6	3 200	393
E4a	Kocioł awaryjny nr 4, o mocy cieplnej wprowadzonej w paliwie 2,747 MW	7,0	0,6	3 200	393

*Przepływ gazów w warunkach umownych (temperatura 273 K, ciśnienie 101,3 kPa i gaz suchy) przy zawartości 3% O₂ w gazach odlotowych

W zależności od zaistniałych okoliczności uruchomiona może zostać różna ilość kotłów (od jednego do czterech) na okres niezbędny do usunięcia awarii.

Wielkość emisji zanieczyszczeń z kotłów awaryjnych:

Źródło emisji	Części źródła emisji	Substancja emitowana	Standardy emisyjne wyrażone w mg/m ³ przy zawartości 3% O ₂ w gazach odlotowych
E1a	Kocioł awaryjny nr 1, o mocy cieplnej wprowadzonej w paliwie 2,747 MW	Pył	50
		Dwutlenek siarki	350
		Tlenki azotu	200
E2a	Kocioł awaryjny nr 2, o mocy cieplnej wprowadzonej w paliwie 2,747 MW	Pył	50
		Dwutlenek siarki	350
		Tlenki azotu	200
E3a	Kocioł awaryjny nr 3, o mocy cieplnej wprowadzonej w paliwie 2,747 MW	Pył	50
		Dwutlenek siarki	350
		Tlenki azotu	200
E4a	Kocioł awaryjny nr 4 o mocy cieplnej wprowadzonej w paliwie 2,747 MW	Pył	50
		Dwutlenek siarki	350
		Tlenki azotu	200

Paliwo na potrzeby opalania awaryjnych kotłów olejowych będzie magazynowane w indywidualnym dla każdego kotła mobilnym, dwupłaszczowym zbiorniku magazynowym oleju opałowego lekkiego, o pojemności około 10 m³ każdy. Gazy z odpowietrzeń tych zbiorników będą odprowadzane do powietrza indywidualnymi emitorami E5a – E8a o wysokości h = 4,0 m i średnicy wylotu d = 0,05 m każdy. Emisja występująca w okresie napełniania tych zbiorników oraz magazynowania paliwa może wynosić dla każdego zbiornika (każdego z emitorów E5a – E8a):

- przy przeładunku:
 - węglowodory alifatyczne 1,9375 kg/h;
 - węglowodory aromatyczne 0,5625 kg/h;
- przy magazynowaniu:
 - węglowodory alifatyczne 0,0055 kg/h;
 - węglowodory aromatyczne 0,0016 kg/h.

VI. Sposób i częstotliwość przekazywania informacji i danych organowi właściwemu do wydania pozwolenia, oraz dodatkowe wymagania związane z eksploatacją instalacji.

Zobowiązuje się prowadzącego instalację do:

1. Prowadzenia działalności zakładu w sposób:
 - niepowodujący zagrożenia dla zdrowia, życia ludzi i środowiska,
 - zgodny z przepisami z zakresu gospodarki odpadami,
 - zgodny z przepisami prawa miejscowego,
 - zgodny z planami gospodarki odpadami.
2. Przedkładania wojewódzkiemu inspektorowi ochrony środowiska oraz organowi właściwemu do wydania pozwolenia zintegrowanego sprawozdania (wraz z podsumowaniem i wnioskami) z wykonywanych pomiarów oraz innych danych w układzie i w terminach zgodnych z obowiązującymi przepisami - w zakresie emisji: substancji do powietrza, hałasu, ścieków, oraz ilości pobieranej wody (wyłącznie w zakresie objętym niniejszym pozwoleniem zintegrowanym).
3. Przekazywania organowi właściwemu do wydania pozwolenia zintegrowanego rocznego sprawozdania o wytwarzanych odpadach i o gospodarowaniu odpadami w terminie do 15 marca za poprzedni rok kalendarzowy.
4. Prawidłowej eksploatacji i utrzymywania urządzeń i obiektów służących gospodarce wodno-ściekowej na terenie zakładu.
5. Ewidencjonowania i przechowywania wyników przeprowadzonych pomiarów emisji, danych o wielkości emisji, czasie pracy instalacji oraz o ilości zużywanych surowców w procesie technologicznym i wielkości produkcji przez 5 lat od zakończenia roku kalendarzowego, którego dotyczą.
6. Archiwizowania danych dotyczących monitoringu środowiska i kontroli eksploatacji instalacji.
7. Podjęcia natychmiastowych działań zmierzających do usunięcia awarii, w przypadku jej wystąpienia, oraz poinformowania o wystąpieniu awarii osoby znajdującej się w strefie zagrożenia oraz jednostkę organizacyjną Państwowej Straży Pożarnej albo Policji albo wójta, burmistrza lub prezydenta miasta.
8. Przedkładania do 30 maja każdego roku organowi właściwemu do wydania pozwolenia i wojewódzkiemu inspektorowi ochrony środowiska corocznej informacji pozwalającej na przeprowadzenie oceny zgodności z warunkami określonymi w pozwoleniu.
9. Złożenia wniosku o dokonanie zmian w posiadanym pozwoleniu w przypadku zmian warunków określonych w pozwoleniu.
10. W przypadku zmian warunków określonych w pozwoleniu, zobowiązuje się prowadzącego instalację do przeprowadzenia oceny ryzyka w zakresie wszystkich potencjalnie wykorzystywanych, produkowanych lub uwalnianych substancji mogących powodować ryzyko zanieczyszczenia gleby, ziemi.
11. Przedkładania corocznej informacji oraz sprawozdań z wykonywanych pomiarów za pomocą ePUAP lub na elektronicznym nośniku danych (bez wersji papierowej), opisanych odpowiednio treścią: „OS.PZ.INFORMACJA_COROCZNA_24” lub „OS.PZ.POMIARY_24”.
12. Okresowego tj. raz w roku przedkładania sprawozdania z przeprowadzonych działań, mających na celu doprowadzenie instalacji do spełniania granicznych wielkości emisji do organu ochrony środowiska oraz do Wojewódzkiego Inspektoratu Ochrony Środowiska w Katowicach.

VII. Sposoby zapobiegania występowaniu i ograniczania skutków awarii oraz wymóg informowania o wystąpieniu awarii.

Spółka PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa S.A. Zakład Jastrzębie-Zdrój nie zalicza się do zakładu o zwiększonym ryzyku albo zakładu o dużym ryzyku wystąpienia poważnej awarii

przemysłowej i nie będzie wymagała opracowania programu zapobiegania poważnym awariom przemysłowym ani raportu o bezpieczeństwie instalacji.

Zakład posiada następujące instrukcje postępowania:

- zasady postępowania na wypadek wystąpienia awarii technologicznej,
- zasady postępowania w przypadku powstania pożaru na terenie zakładu,
- prowadzenia czynności, operacji i procesów technologicznych,
- zasady gospodarowania substancjami niebezpiecznymi.

Sytuacje awaryjne:

Na terenie Zakładu Jastrzębie-Zdrój zidentyfikowano następujące potencjalne poważne awarie przemysłowe:

- Wycieki oleju ze zbiorników magazynowania oleju opałowego oraz ze stanowisk transformatorowych na etapie jego transportu, rozładunku lub w skutek utraty szczelności urządzeń;
- Pożar na skutek błędów ludzkich bądź usterek urządzeń technicznych.

Zapewnienie bezpieczeństwa ludzi, urządzeń i środowiska na terenie elektrociepłowni będzie regulowane odpowiednimi zarządzeniami i procedurami.

Zapobieganie występowaniu i ograniczanie skutków awarii będzie realizowane poprzez następujące działania:

- przestrzeganie obowiązujących procedur i instrukcji, związanych z zapewnieniem bezpieczeństwa ludzi, urządzeń i środowiska,
- prowadzenie okresowych przeglądów, remontów i modernizacji oraz utrzymanie we właściwym stanie technicznym urządzeń, wchodzących w skład instalacji,
- prowadzenie okresowych przeglądów gotowości na wypadek awarii,
- pracowanie i realizacja planów ćwiczeń sprawdzających gotowość zakładu na wypadek wystąpienia awarii,
- zachowanie warunków bezpieczeństwa przeciwpożarowego w trakcie eksploatacji instalacji.

W Zakładzie Jastrzębie-Zdrój sposoby postępowania na wypadek powstania pożaru, klęski żywiołowej lub innego miejscowego zagrożenia zostały określone w Instrukcjach techniczno-ruchowych poszczególnych instalacji i urządzeń oraz „Instrukcji bezpiecznej pracy przy urządzeniach i instalacjach energetycznych”, w których zostały zidentyfikowane i udokumentowane zagrożenia mogące wystąpić w wyniku stosowania substancji niebezpiecznych, takie, jak zatrucia, pożar, wybuch. Zakład posiada także Zarządzenie Dyrektora Naczelnego Spółki PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa S.A., które określa zasady powiadamiania o zaistniałych zagrożeniach wypadkowych, radiacyjnych, p.poż. i ekologicznych.

W przypadku wystąpienia awarii, w celu ograniczenia jej skutków zostaną podjęte następujące działania:

- natychmiastowa akcja ratunkowa z wykorzystaniem podręcznego sprzętu i ustalonych procedur ewakuacji ludzi z miejsc zagrożonych,
- w przypadku wybuchu – natychmiastowe odcięcie dopływu mediów palnych,
- w przypadku pożaru – natychmiastowe zabezpieczenie obiektów sąsiednich,
- w przypadku wycieku - natychmiastowe przystąpienie do neutralizacji środkami posiadanymi przez zakład.

O wystąpieniu awarii należy zgodnie z prawem informować odpowiednie służby. Właściwymi organami w tych sprawach będą: Państwowa Straż Pożarna i Wojewódzki Inspektorat Ochrony

Środowiska. Dokonywana będzie także stała aktualizacja informacji, o których mowa powyżej, odpowiednio do zmiany sytuacji oraz przekazywane będą tym organom informacje o:

- okolicznościach awarii,
- niebezpiecznych substancjach związanych z awarią, umożliwiające dokonanie oceny skutków awarii dla ludzi i środowiska,
- podjętych działaniach ratunkowych, a także działaniach mających na celu ograniczenie skutków awarii i zapobieżenie jej powtórzeniu się.

VIII. Oddziaływanie transgraniczne.

PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa S.A. Zakład Jastrzębie-Zdrój nie będzie obiektem powodującym istotne i uciążliwe skutki na terenach państw graniczących z terytorium Polski, nie będzie źródłem oddziaływań transgranicznych w zakresie zanieczyszczenia powietrza.

IX. Sposób postępowania w przypadku zakończenia eksploatacji instalacji.

W przypadku zakończenia działalności, wszystkie obiekty i urządzenia instalacji winny być zlikwidowane zgodnie z wymaganiami wynikającymi z przepisów prawa budowlanego. Teren instalacji po ich likwidacji winien być zagospodarowany wg ustaleń dokonanych z organem samorządowym. W przypadku zakończenia eksploatacji instalacji lub jej części likwidacja obiektów i urządzeń będzie przeprowadzona w sposób zapobiegający występowaniu awarii przemysłowej. Instalacja będzie zlikwidowana zgodnie z: przepisami prawa budowlanego, zasadami bezpieczeństwa i higieny pracy oraz z wymaganiami ochrony środowiska.

Sposób postępowania na etapie likwidacji zakładu:

- minimalizacja ilości ziemi wydobywanej z wykopów, ograniczanie jej przemieszczania,
- zabezpieczanie gruntów przed skażeniem na skutek wycieku, niewłaściwego składowania materiałów niebezpiecznych i depozycji z powietrza,
- dokonanie oceny stanu zanieczyszczenia środowiska w celu opracowania harmonogramu działań rewitalizacyjnych.

Ze względu na możliwość zanieczyszczenia środowiska szczególną uwagę należy zwrócić na proces likwidacji infrastruktury technicznej, a zwłaszcza:

- układu gospodarki olejowej (zbiorniki magazynowe, rurociągi dostawcze),
- obiektów gospodarki wodno-ściekowej (zbiorniki środków chemicznych, separatory substancji ropopochodnych, kanalizacja przemysłowa),
- urządzenia wyprowadzenia mocy (transformatory olejowe),
- urządzenia gospodarki odpadami niebezpiecznymi (miejsca gromadzenia olejów przepracowanych i innych odpadów niebezpiecznych),
- obiekty gospodarki wodno – ściekowej (urządzenia do neutralizacji, zbiorniki środków chemicznych, separatory oleju, osadnik końcowy, kanalizacja przemysłowa),
- system transportu kolejowego (torowiska – spodziewane zanieczyszczenia olejowe).

W odniesieniu do wszystkich części instalacji wymagany będzie projekt demontażu urządzeń technicznych naziemnych, likwidacji sieci podziemnych oraz rozbiórki obiektów kubaturowych. Przed demontażem wszelkie urządzenia oraz sieci dostawcze powinny być opróżnione, a wszelkie osady i odpadowe substancje chemiczne usunięte z terenu zakładu oraz poddane utylizacji bezpiecznej dla środowiska (np. neutralizacja chemiczna, termiczne unieszkodliwianie).

Przed demontażem wszelkie urządzenia oraz sieci dostawcze powinny być opróżnione, a wszelkie osady i odpadowe substancje chemiczne usunięte z terenu zakładu oraz poddane utylizacji bezpiecznej dla środowiska (np. neutralizacja chemiczna, termiczne unieszkodliwianie).

Odpady powstające w trakcie demontażu urządzeń technicznych i obiektów budowlanych należy

wykorzystać gospodarczo, utylizować lub składować zgodnie z obowiązującymi przepisami prawa. Wszelkie odpady zgromadzone w czasie eksploatacji instalacji, jak również wytworzone w trakcie jej likwidacji powinny być posegregowane i w pierwszej kolejności poddane odzyskowi. Odpady, które ze względów technologicznych lub ekonomicznych nie będą poddane odzyskowi, należy unieszkodliwić w taki sposób, aby składowane były tylko te odpady, których unieszkodliwienie w inny sposób jest niemożliwe.

Prowadzący instalację jeśli będzie to konieczne zobowiązany jest do przeprowadzenia rekultywacji przez wykonanie niwelacji, ewentualnej wymiany wierzchniej warstwy gruntu, zabezpieczenia przed erozją, przez obsianie i wysadzenie odpowiednią roślinnością.

X. Termin obowiązywania pozwolenia.

Pozwolenie zintegrowane wydane jest na czas nieoznaczony.

B. Stwierdzić wygaśnięcie dotychczasowego pozwolenia zintegrowanego udzielonego decyzją Marszałka Województwa Śląskiego z dnia 29 maja 2017 r. nr 1668/OS/2017 (ze zm.) dla instalacji do spalania paliw o nominalnej mocy nie mniejszej niż 50 MW, zlokalizowanej w Jastrzębiu Zdroju, przy ul. Rybnickiej 6c, eksploatowanej obecnie przez PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa S.A. Zakład Jastrzębie-Zdrój z siedzibą w Jastrzębiu-Zdroju przy ul. Rybnickiej 6c (NIP: 6331005997).

Uzasadnienie

I. Uzasadnienie faktyczne

Decyzją z dnia 29 maja 2017 r., nr 1668/OS/2017 (ze zm.), Marszałek Województwa Śląskiego udzielił pozwolenia zintegrowanego dla instalacji spalania paliw o nominalnej mocy nie mniejszej niż 50 MWt, zlokalizowanej w Jastrzębiu-Zdroju przy ul. Rybnickiej 6c.

Decyzja ta została następnie zmieniona decyzjami:

- 1) Marszałka Województwa Śląskiego nr 3079/OS/2019 z dnia 15 listopada 2019 r.;
- 2) Marszałka Województwa Śląskiego nr 3642/OS/2021 z dnia 18 października 2021 r.;
- 3) Marszałka Województwa Śląskiego nr 951/OE/2023 z dnia 6 marca 2023 r.

Pismem znak: TS/285/EW/2023 z dnia 3 października 2023 r. (wpływ do urzędu: 10 października 2023 r.) Marszałek Województwa Śląskiego otrzymał wniosek Strony o wydanie tekstu jednolitego ww. pozwolenia zintegrowanego.

Przedmiotowa instalacja kwalifikuje się do rodzajów instalacji mogących 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 2014r. w sprawie rodzajów instalacji mogących powodować znaczne zanieczyszczenie poszczególnych elementów przyrodniczych albo środowiska jako całości (Dz.U. z 2014 poz. 1169), a także do przedsięwzięć mogących zawsze znacząco oddziaływać na środowisko zgodnie z § 2 ust.1 pkt 3 rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 10 września 2019 r. w sprawie przedsięwzięć mogących znacząco oddziaływać na środowisko (tekst jednolity Dz. U. z 2019 poz. 1839 ze zm.). Zatem zgodnie z art. 378 ust. 2a ustawy POŚ. Marszałek Województwa Śląskiego jest organem właściwym do podjęcia decyzji w przedmiotowej sprawie.

Po dokonaniu wstępnej analizy podania organ stwierdził, że jest właściwy do jego rozpoznania, zgodnie z art. 378 ust. 2a ustawy POŚ.

Mając powyższe na względzie, organ przystąpił do rozpatrzenia wniosku.

II. Przebieg postępowania administracyjnego

Zgodnie z zapisem art. 21 ust. 2 pkt 23 lit. k tiret pierwsze ustawy z dnia 3 października 2008 r. o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko (Dz. U. z 2022 r. poz. 1029 z późn. zm.), dane dotyczące wniosku zamieszczono w publicznie dostępnym wykazie danych.

Zgodnie z obowiązkiem wynikającym z art. 209 ustawy POŚ, zapis wniosku w wersji elektronicznej, został przesłany ministrowi właściwemu do spraw klimatu.

Marszałek Województwa Śląskiego prowadząc postępowanie dotyczące zmiany pozwolenia zintegrowanego wezwał Stronę do złożenia wyjaśnień i uzupełnień pismem znak:OE-PZ.KW-001736/23 z dnia 13 października 2023 r.

W toku prowadzonego postępowania administracyjnego, Strona złożyła wyjaśnienia i uzupełnienia do przedmiotowego wniosku pismem znak: TS/301/EW/2023 z dnia 17 października 2023 r. (wpływ do urzędu: 25 października 2023 r.).

Pismem z dnia 29 grudnia 2024 r. znak:OE-PZ.KW-002035/23, Strona została zawiadomiona o niezakończonym terminie, nowym terminie załatwienia sprawy, przyczynach tego stanu rzeczy oraz pouczona o prawie do wniesienia ponaglenia, zgodnie z art. 36 § 1 ustawy z dnia 14 czerwca 1960 r. Kodeks postępowania administracyjnego (tj. Dz.U. z 2021 r. poz. 735 ze zm., dalej: KPA).

Pismem znak: OE-PZ.KW-000128/24 z dnia 9 lutego 2024 r. organ, zgodnie z art. 10 § 1 (t.j. Dz. U. z 2023 r. poz. 775, dalej: KPA), zawiadomił Stronę postępowania, że przed wydaniem decyzji ma prawo do wypowiedzenia się co do zebranych dowodów i materiałów oraz zgłoszonych żądań w terminie siedmiu dni, licząc od dnia jego doręczenia. Strona nie wniosła uwag do sprawy we wskazanym terminie.

III. Uzasadnienie prawne

Zgodnie z art. 180 ustawy POŚ, eksploatacja instalacji powodująca wprowadzanie gazów lub pyłów do powietrza, wprowadzanie ścieków do wód lub do ziemi, wytwarzanie odpadów jest dozwolona po uzyskaniu pozwolenia, jeżeli jest ono wymagane.

Powyższy przepis ustanawia generalną zasadę, zgodnie z którą prowadzenie pewnego rodzaju działalności, powodującej określone skutki dla środowiska, wymaga uzyskania zgody organu administracji. Jak wskazuje NSA, „*Obowiązek uzyskania pozwolenia jest konsekwencją przede wszystkim tego, że środowisko jest istotnym elementem procesów gospodarczych, w kontekście użytkowania jego zasobów oraz powodowania emisji, która może przekształcić się w zanieczyszczenie*” (wyrok NSA z dnia 10 marca 2020 r., sygn. akt II OSK 1224/18). Działalność, o której stanowi ww. przepis to eksploatacja instalacji, natomiast skutki – to emisja do środowiska substancji, które je zanieczyszczają. Nie każda jednak tego rodzaju działalność wymaga uzyskania pozwolenia. Zgoda organu jest bowiem konieczna wyłącznie wtedy, gdy ustawodawca, w sposób wyraźny, nałoży obowiązek jej otrzymania.

Pozwolenia, o których stanowi art. 180 ustawy POŚ są nazywane w doktrynie pozwoleniami emisyjnymi. Katalog tych pozwoleń został określony w art. 181 ust. 1 ustawy POŚ. Jednym z nich jest pozwolenie zintegrowane (art. 181 ust. 1 pkt 1 ustawy POŚ).

Ideą pozwolenia zintegrowanego jest kompleksowe zarządzanie emisjami do środowiska. Ujmuje ono bowiem swoją treścią całość oddziaływań na środowisko i zastępuje wszelkie pozwolenia sektorowe i ewentualne inne decyzje o charakterze reglamentacyjnym, związane z ochroną środowiska, a wymagane w związku z eksploatacją określonych instalacji (tak: *Prawo Ochrony Środowiska. Komentarz, pod red. nauk. M. Górskiego*, wyd. C.H. Beck, Legalis).

W myśl art. 201 ust. 1 ustawy POŚ, pozwolenia zintegrowanego wymaga prowadzenie instalacji, której funkcjonowanie, ze względu na rodzaj i skalę prowadzonej w niej działalności, może powodować znaczne zanieczyszczenie poszczególnych elementów przyrodniczych albo środowiska jako całości, z wyłączeniem instalacji lub ich części stosowanych wyłącznie do badania, rozwoju lub testowania nowych produktów lub procesów technologicznych. Zgodnie natomiast z art. 201 ust. 2 ustawy POŚ, minister właściwy do spraw klimatu określi, w drodze rozporządzenia, rodzaje instalacji mogących powodować znaczne zanieczyszczenie poszczególnych elementów przyrodniczych albo środowiska jako całości.

Jak wynika z powołanych przepisów, uzyskanie pozwolenia zintegrowanego jest konieczne wyłącznie w przypadku prowadzenia ściśle określonych instalacji, tj. tylko takich, które zostały enumeratywnie wskazane w ww. rozporządzeniu wykonawczym. Aktualnie katalog takich instalacji określa rozporządzenie 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. z 2014 r., poz. 1169). Innymi słowy, jeżeli dany podmiot zamierza eksploatować instalację, która wpisuje się w katalog, określony w rozporządzeniu, ma obowiązek uzyskać pozwolenie zintegrowane (por. wyrok WSA w Olsztynie z dnia 26 września 2019 r., sygn. akt II SA/OI 443/19). Co ważne, pozwolenie zintegrowane, mimo że – w istocie rzeczy – zastępuje tzw. pozwolenia sektorowe (por. art. 182 i art. 211 ust. 1 ustawy POŚ), to nie może być przez nie zastępowane (analogicznie: wyrok WSA w Lublinie z dnia 13 września 2010 r., sygn. akt II SA/Lu 205/10).

Pozwolenie zintegrowane wydaje, w drodze decyzji, na wniosek prowadzącego instalację, organ ochrony środowiska (art. 183 ust. 1 w zw. z art. 184 ust. 1 ustawy POŚ).

System organów ochrony środowiska został określony w art. 376 i nast. ustawy POŚ. Jak wynika z art. 376 pkt 2b ustawy POŚ, jednym z organów ochrony środowiska jest marszałek województwa. Jego kompetencje określa art. 378 ust. 2a ustawy POŚ. Zgodnie z tym przepisem, marszałek województwa jest właściwy w sprawach:

- 1) przedsięwzięć i zdarzeń na terenach zakładów, gdzie jest eksploatowana instalacja, która jest kwalifikowana jako przedsięwzięcie mogące zawsze znacząco oddziaływać na środowisko w rozumieniu ustawy z dnia 3 października 2008 r. o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko;
- 2) przedsięwzięcia mogącego zawsze znacząco oddziaływać na środowisko w rozumieniu ustawy z dnia 3 października 2008 r. o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko, realizowanego na terenach innych niż wymienione w pkt 1;
- 3) pozwolenia na wytworzenie odpadów i pozwolenia zintegrowanego dla instalacji komunalnych, o których mowa w art. 38b ust. 1 pkt 1 ustawy z dnia 14 grudnia 2012 r. o odpadach;
- 4) o których mowa w art. 237 i art. 362 ust. 1-3, w zakresie dróg innych niż autostrady i drogi ekspresowe, usytuowanych w miastach na prawach powiatu.

Biorąc pod uwagę powyższe należy stwierdzić, że marszałek województwa jest właściwy do udzielania tylko niektórych pozwoleń zintegrowanych. Instalacja będąca przedmiotem takiego

pozwolenia musi stanowić bowiem albo przedsięwzięcie mogące zawsze znacząco oddziaływać na środowisko albo być instalacją komunalną, o której mowa w art. 38b ust. 1 pkt 1 ustawy o odpadach.

Katalog przedsięwzięć, mogących zawsze znacząco oddziaływać na środowisko określa rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 10 września 2019 r. w sprawie przedsięwzięć mogących znacząco oddziaływać na środowisko (Dz. U. z 2019 r., poz. 1839).

Treść pozwolenia zintegrowanego wyznacza zasadniczo art. 211 ust. 1 ustawy POŚ, wskazując, że pozwolenie zintegrowane spełnia wymagania określone dla pozwoleń, o których mowa w art. 181 ust. 1 pkt 2 i 4 (tj. pozwolenia na wprowadzanie gazów lub pyłów do powietrza oraz pozwolenia na wytwarzanie odpadów), pozwolenia wodnoprawnego na pobór wód oraz pozwolenia wodnoprawnego na wprowadzanie ścieków do wód lub do ziemi. Dodatkowe elementy pozwolenia zintegrowanego zostały określone w art. 211 ust. 3-9 ustawy POŚ, a także w art. 202 ust. 1-6 ustawy POŚ.

Pozwolenia zintegrowane wydawane są, co do zasady, na czas nieoznaczony (art. 188 ust. 1 ustawy POŚ).

Zgodnie z art. 217 ustawy POŚ, organ właściwy do wydania pozwolenia zintegrowanego może, na wniosek prowadzącego instalację lub z urzędu za jego zgodą, wydać nowe pozwolenie zintegrowane w celu ujednolicenia tekstu obowiązującego pozwolenia, z uwzględnieniem wszystkich zmian wprowadzonych do tego pozwolenia od dnia jego wydania. W nowym pozwoleniu organ ujednolica tekst pozwolenia oraz stwierdza wygaśnięcie dotychczasowego pozwolenia.

Wniosek o wydanie nowego, ujednoliconego pozwolenia zintegrowanego nie musi spełniać wymagań wynikających z art. 208 ustawy POŚ. Oznacza to, że w tym zakresie wystarczy spełnienie podstawowych wymagań wynikających z art. 63 § 2 KPA. W takim postępowaniu nie zachodzi także konieczność wniesienia kolejnej opłaty rejestracyjnej, o której mowa w art. 210 ustawy POŚ (konieczność jej wniesienia działałaby zniechęcająco, a ponadto skutkowałaby jej wnoszeniem dwa razy za to samo). (K. Gruszecki [w:] Prawo ochrony środowiska. Komentarz, wyd. VI, Warszawa 2022, art. 217).

Biorąc zatem pod uwagę:

- rodzaj instalacji, będącej przedmiotem wniosku;
- zakres przedmiotowy wniosku;

organ stwierdza, że przedmiotowy wniosek należy rozpoznać w oparciu o wyżej wskazane przepisy.

IV. Uzasadnienie szczegółowe

W wyniku analizy merytorycznej treści podania oraz zgromadzonego w sprawie całokształtu materiału dowodowego, pod kątem zgodności z przepisami prawa materialnego w zakresie ochrony środowiska, organ przychylił się do wniosku Strony i w przedmiotowej decyzji uwzględnione zostały wszystkie zmiany wprowadzone do pozwolenia zintegrowanego, udzielonego decyzją Marszałka Województwa Śląskiego z dnia 29 maja 2017 r. nr 1668/OS/2017, od dnia jego wydania.

Po analizie zgromadzonego materiału, organ ustalił, że:

Marszałek Województwa Śląskiego decyzją dnia 29 maja 2017 r. nr 1668/OS/2017 udzielił Spółce PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa S.A. pozwolenia zintegrowanego dla instalacji do

spalania paliw o nominalnej mocy nie mniejszej niż 50 MW, zlokalizowanej w Jastrzębiu Zdroju, przy ul. Rybnickiej 6c, eksploatowanej obecnie przez PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa S.A. Zakład Jastrzębie-Zdrój z siedzibą w Jastrzębiu-Zdroju przy ul. Rybnickiej 6c. Pozwolenie zostało wydane na czas nieoznaczony. W uzasadnieniu do niniejszej decyzji uznano, że w aktualnym na dzień wydania decyzji stanie prawnym, instalacja spełnia wymagania niezbędne do udzielenia pozwolenia zintegrowanego dla instalacji do spalania paliw o nominalnej mocy nie mniejszej niż 50 MW. Niemniej jednak, zgodnie z art. 195 i art. 216 ust. 2 ustawy POŚ, w przypadkach zmian najlepszych dostępnych technik, pozwalających na znaczne zmniejszenie wielkości emisji bez powodowania nadmiernych kosztów, lub gdy będzie to wynikało z potrzeby dostosowania eksploatacji instalacji do zmian przepisów o ochronie środowiska, pozwolenie może zostać cofnięte lub ograniczone bez odszkodowania.

Decyzją nr 3079/OS/2019 z dnia 15 listopada 2019 r.; (pierwsza zmiana decyzji) Marszałek Województwa Śląskiego dokonał zmian pozwolenia zintegrowanego, w części:

- I. Część I. „Rodzaj i parametry instalacji”.
- II. Część II. „Wymagane działania, w tym środki techniczne mające na celu zapobieganie lub ograniczenie emisji. Sposoby osiągania wysokiego poziomu ochrony środowiska jako całości i zapewnienia efektywnego wykorzystania energii – analiza zgodności BAT”.
- III. Część III. „Parametry wprowadzania do środowiska substancji i energii w warunkach normalnego funkcjonowania instalacji”.
- IV. Część IV. „Zakres i sposób monitorowania procesów technologicznych, w tym pomiaru i ewidencjonowania wielkości emisji”.
- V. Część VI. „Sposób i częstotliwość przekazywania informacji i danych organowi właściwemu do wydania pozwolenia oraz dodatkowe wymagania związane z eksploatacją instalacji”.

Dokonane tą decyzją zmiany warunków pozwolenia zintegrowanego odnoszą się do następujących zagadnień:

1. Kwestie ogólne;
2. Gospodarka wodno-ściekowa;
3. Ochrona powietrza;
4. Ochrona przed hałasem;
5. Gospodarka odpadami.

Decyzją nr 3642/OS/2021 z dnia 18 października 2021 r.; (druga zmiana decyzji) Marszałek Województwa Śląskiego dokonał zmian pozwolenia zintegrowanego, w części:

- I. Część I. „Rodzaj i parametry instalacji”.
- II. Część II. „Wymagane działania, w tym środki techniczne mające na celu zapobieganie lub ograniczenie emisji. Sposoby osiągania wysokiego poziomu ochrony środowiska jako całości i zapewnienia efektywnego wykorzystania energii – analiza zgodności BAT”.
- III. Część III. „Parametry wprowadzania do środowiska substancji i energii w warunkach normalnego funkcjonowania instalacji”.
- IV. Część IV. „Zakres i sposób monitorowania procesów technologicznych, w tym pomiaru i ewidencjonowania wielkości emisji”.
- V. Część V. „Warunki wprowadzania do środowiska substancji lub energii występujące

w uzasadnionych technologicznie sytuacjach eksploatacyjnych odbiegających od normalnych”.

Dokonane tą decyzją zmiany warunków pozwolenia zintegrowanego odnoszą się do następujących zagadnień:

1. Kwestie ogólne;
2. Gospodarka wodno-ściekowa;
3. Ochrona powietrza;
4. Ochrona przed hałasem;
5. Gospodarka odpadami.

Decyzją nr 951/OE/2023 z dnia 6 marca 2023 r.; (trzecia zmiana decyzji) Marszałek Województwa Śląskiego dokonał zmian pozwolenia zintegrowanego, w części:

- I. Część I. „Rodzaj i parametry instalacji”.
- II. Część V. „Warunki wprowadzania do środowiska substancji lub energii występujące w uzasadnionych technologicznie sytuacjach eksploatacyjnych odbiegających od normalnych”.

Dokonane tą decyzją zmiany warunków pozwolenia zintegrowanego odnoszą się do następujących zagadnień:

1. Kwestie ogólne;
2. Ochrona powietrza;

Kwestie ogólne

Pozwolenie zintegrowane udzielone zostało podmiotowi uprawnionemu do władania instalacją Spółce PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa S.A. później „PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa S.A. Zakład Jastrzębie – Zdrój” z siedzibą w Jastrzębiu-Zdroju, dla instalacji spalania paliw o nominalnej mocy nie mniejszej niż 50 MW_t, zlokalizowanej w Jastrzębiu-Zdroju przy ul. Rybnickiej 6c.

Do wniosku o wydanie pozwolenia zintegrowanego Spółka PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa S.A. Zakład Jastrzębie – Zdrój” dołączyła dokument pt.: „Analiza stanu zanieczyszczenia gleby, ziemi i wód gruntowych substancjami powodującymi ryzyko na terenie należącym do Spółki Energetycznej „Jastrzębie” S.A. Zakład „Zofiówka””. W związku z powyższym w niniejszej decyzji Organ zobowiązał prowadzącą instalację IPPC do przeprowadzania oceny ryzyka w zakresie wszystkich potencjalnie wykorzystywanych, produkowanych lub uwalnianych substancji mogących powodować ryzyko zanieczyszczenia gleby, ziemi i wód gruntowych, które będą związane z funkcjonowaniem instalacji IPPC oraz instalacji powiązanych technologicznie w przypadku przeprowadzenia zmian warunków określonych w aktualnym pozwoleniu zintegrowanym. Marszałek Województwa Śląskiego zobowiązał również prowadzącą instalację IPPC do corocznej oceny stanu technicznego, miejsc, instalacji i urządzeń służących do przechowywania, przeładunku oraz magazynowania substancji, odpadów i surowców (a szczególnie substancji powodujących ryzyko) oraz do prowadzenia wykazu stwierdzonych nieprawidłowości i wycieków do gleby ziemi i wód gruntowych substancji powodujących ryzyko.

W zakresie ochrony powietrza:

We wniosku o wydanie pozwolenia zintegrowanego dokonano oceny wpływu instalacji na poziom zanieczyszczenia powietrza. Przeprowadzone obliczenia rozprzestrzeniania zanieczyszczeń w powietrzu wykazały, że instalacja nie spowoduje przekroczenia wartości odniesienia substancji

określonych w rozporządzeniu Ministra Środowiska z dnia 26 stycznia 2010 r. w sprawie wartości odniesienia dla niektórych substancji w powietrzu (Dz. U. Nr 16, poz.87). Przy zachowaniu parametrów wprowadzania substancji do powietrza, dotrzymywane będą standardy jakości powietrza określone w rozporządzeniu Ministra Środowiska z dnia 24 sierpnia 2012 r. w sprawie poziomów niektórych substancji w powietrzu (Dz. U. z 2012 r., poz.1031). W oparciu o art. 151 i art. 188 ww. ustawy POŚ oraz biorąc pod uwagę rodzaj instalacji tj. IPPC, nałożono dodatkowe obowiązki z zakresu i częstości prowadzenia pomiarów emisji substancji do powietrza, zawarte w niniejszej decyzji.

Następnie dokonano zmiany pierwotnego pozwolenia zintegrowanego w zakresie ochrony powietrza wynikającej z opublikowania w Dzienniku Urzędowym UE Decyzji Wykonawczej Komisji (UE) 2017/1442 z dnia 31 lipca 2017 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 (IED) - Konkluzje BAT dla LCP i związana z tym konieczność dostosowania instalacji spalania paliw o nominalnej mocy nie mniejszej niż 50 MWt zlokalizowanej w Zakładzie Jastrzębie – Zdrój należącej do PGNiG Termika Energetyka Przemysłowa S.A. do wymogów określonych w Konkluzjach BAT.

PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa S.A. Zakład Jastrzębie-Zdrój, zawnioskowała również o zmianę zapisów pozwolenia zintegrowanego w zakresie:

- zmiany warunków eksploatacji kotła WP-70 w okresie od dnia 01.01.2024 r. W okresie tym będzie to źródło szczytowe, którego czas pracy w ciągu roku nie będzie przekraczać 500 h/rok, a więc w odniesieniu do tego źródła poziomy emisji powiązane z BAT będą miały charakter jedynie wskaźnikowy (nie będą stanowiły granicznych wielkości emisyjnych). Z tego względu zrezygnowano z doposażenia kotła WP-70 w dodatkowe układy oczyszczania spalin;
- zmiany zapisów pozwolenia dotyczących kotła fluidalnego CFB-275 w zakresie objęcia tego kotła odstępstwem od granicznej wielkości emisyjnej HCl w okresie do dnia 31.12.2029 r. W okresie obowiązywania odstępstwa kocioł ten zostanie dostosowany do spełnienia granicznej wielkości emisyjnej HCl poprzez zabudowę nowego układu do redukcji emisji HCl;
- uwzględnienia rozbudowy instalacji energetycznego spalania paliw o dwa agregaty prądotwórcze z silnikami gazowymi o mocy cieplnej wprowadzonej w paliwie ok. 4,6 MWt każdy;
- aktualizacji zapisów pozwolenia dotyczących wartości specyficznych parametrów i procesów świadczących o zakończeniu rozruchu i rozpoczęciu zatrzymania kotła fluidalnego CFB-275.

PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa S.A. Zakład Jastrzębie – Zdrój na mocy decyzji Marszałka Województwa Śląskiego o numerze 3079/OS/2019 z dnia 15.11.2019 r. uzyskała dla kotła WP-70 czasowe odstępstwo od granicznych wielkości emisyjnych w zakresie SO₂, NO_x, HCl, HF, Hg w okresie do dnia 31.12.2023 r., zobowiązując się jednocześnie do realizacji procesu Inwestycyjnego, mającego na celu doposażenie tego kotła w dodatkowe instalacje oczyszczania gazów. Inwestycja ta miała na celu dostosowanie tego kotła do wymagań emisyjnych, które będą miały zastosowanie po zakończeniu okresu odstępstwa, przy zakładanych wówczas warunkach eksploatacji tego kotła (źródło pracujące < 1500 h/rok, do którego będą miały zastosowanie graniczne wielkości emisyjne wynikające z konkluzji BAT).

Zadeklarowane działania, mające na celu dostosowanie kotła WP-70 do spełnienia granicznych wielkości emisyjnych po zakończeniu okresu odstępstwa zostały zawarte w decyzji Marszałka Województwa Śląskiego o numerze 3079/OS/2019 z dnia 15.11.2019 r., na mocy której prowadzącemu instalację udzielone zostało ww. odstępstwo.

Jak wynika z dokumentacji w obecnie obowiązującej strategii operacyjnej Zakładu Jastrzębie Zdrój nastąpiły zmiany założeń dotyczących warunków eksploatacji kotła WP-70 po zakończeniu

okresu obowiązywania odstępstwa. Obecnie obowiązująca strategia operacyjna zakłada, że kocioł WP-70 w okresie od dnia 01.01.2024 r. będzie mógł pracować jedynie < 500 h/rok, a więc nie będą miały do niego zastosowania graniczne wielkości emisyjne wynikające z konkluzji BAT (poziomy emisji powiązane z BAT będą miały charakter jedynie wskaźnikowy).

W kontekście zaistniałej zmiany przyszłych warunków pracy kotła WP-70, zrezygnowano z zabudowy planowanych wcześniej dodatkowych instalacji oczyszczania gazów z tego kotła. Przy aktualnie zakładanych warunkach pracy kotła WP-70 obecnie posiadane układy do redukcji emisji zanieczyszczeń pozwolą na dotrzymanie warunków emisyjnych, które będą miały zastosowanie do tego kotła i jego doposażenie w nowe układy oczyszczania gazów wiązałoby się, jak wynika z wniosku, z nieracjonalnymi kosztami.

Utrzymanie obowiązującego odstępstwa jest kluczowe w kontekście zagwarantowania bezpieczeństwa dostaw energii do odbiorców instalacji PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa S.A. Zakład Jastrzębie-Zdrój. W okresie po wejściu w życie konkluzji BAT przedmiotowy kocioł WP-70 będzie stanowił jedyne źródło rezerwowe względem podstawowej jednostki produkcyjnej instalacji – kotła fluidalnego CFB-275. Brak możliwości eksploatacji tego kotła w zakładanym czasie < 1500 h/rok w okresie do dnia 31.12.2023 r. skutkować będzie brakiem możliwości utrzymania produkcji ciepła na wymaganym poziomie w przypadku wystąpienia awarii lub planowanego, czasowego odstawienia kotła fluidalnego. W skali instalacji może to skutkować zakłóceniem dostaw ciepła do odbiorców na terenie miasta Jastrzębie – Zdrój. Jednocześnie w okresie obowiązywania wnioskowanego odstępstwa PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa S.A. Zakład Jastrzębie Zdrój przewiduje m.in. realizację inwestycji polegającej na modernizacji układu zasilania lokalnych sieci ciepłowniczych, w taki sposób, aby mogły być one również zasilane z innej instalacji Spółki zlokalizowanej na analizowanym obszarze – Zakład Pniówek, który będzie wspomagać produkcję ciepła w Zakładzie Jastrzębie – Zdrój. Dzięki temu od dnia 01.01.2024 r. możliwe będzie ograniczenie zakładanego czasu pracy kotła WP-70 jako jednostki szczytowej i rezerwowej do poziomu < 500 h/rok.

Zgodnie z wynikami obliczeń rozprzestrzeniania się substancji w powietrzu instalacja spalania paliw PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa S.A. Zakład Jastrzębie – Zdrój, uwzględniając wnioskowane odstępstwo od granicznych wielkości emisyjnych, nie powoduje przekroczenia wartości odniesienia substancji w powietrzu i dopuszczalnych poziomów substancji w powietrzu oraz standardów emisyjnych.

Operator instalacji zawnioskował również o udzielenie czasowego odstępstwa od granicznej wielkości emisyjnej dla kotła CFB-275 do dnia 31.12.2029 r. w zakresie emisji HCl. W okresie obowiązywania odstępstwa kocioł ten zostanie dostosowany do spełnienia granicznej wielkości emisyjnej HCl poprzez zabudowę nowego układu do redukcji emisji. Czynnikiem uzasadniającym wnioskowane odstępstwo jest charakterystyka techniczna instalacji – obecna konfiguracja techniczna urządzeń i konieczny zakres modernizacji dostosowawczej powoduje, że modernizacja ta jest niewykonalna w całości w okresie wymaganych 4 lat od publikacji konkluzji BAT.

Zgodnie z art. 204 ust. 2 POS, w szczególnych przypadkach organ właściwy do wydania pozwolenia zintegrowanego może w pozwoleniu zintegrowanym zezwolić na odstępstwo od granicznych wielkości emisyjnych, jeżeli w jego ocenie ich osiągnięcie prowadziłoby do nieproporcjonalnie wysokich kosztów w stosunku do korzyści dla środowiska oraz pod warunkiem, że nie zostaną przekroczone standardy emisyjne, o ile mają one zastosowanie.

Mając na uwadze powyższe wnioskodawca zwrócił się o odstępstwo od granicznej wielkości

emisji chlorowodoru (HCl) do 31 grudnia 2029 roku, mając na względzie cykl rewizji konkluzji BAT oraz czas ich wdrożenia.

Odstępstwa dokonano w części dotyczącej chlorowodoru konkluzji BAT21.

Organ przeanalizował merytoryczne argumenty operatora instalacji, zgodnie z wymaganiami zawartymi w art. 204 ust. 2 oraz ust. 3 POŚ.

Strona w dokumentacji wnioskowej przedstawiła wyczerpujący materiał dowodowy, zawierający analizę środowiskową i ekonomiczną wnioskowanego odstępowstwa oraz wskazała sposób osiągnięcia poziomów wynikających z konkluzji BAT w założonym czasie. Zgodnie z informacją przedstawioną przez stronę, wnioskowany czas odstępowstwa jest niezbędny na dostosowanie instalacji do nowych wymagań w zakresie emisji HCl.

Wnioskodawca przedstawia również istotne znaczenie kotła fluidalnego CFB-275 jako podstawowej jednostki wytwórczej w instalacji do spalania paliw PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa S.A. Zakład Jastrzębie-Zdrój. Obecnie biorąc pod uwagę charakterystykę techniczną całej instalacji zasadnicza produkcja energii elektrycznej i ciepła oparta jest na kotle fluidalnym. Pozostałe jednostki spełniają funkcję wspomagającą – są to źródła szczytowe (lub przewidziane do eksploatacji w okresach braku możliwości pracy kotła fluidalnego) lub źródła zapewniające dostawy ciepła w okresach o najmniejszym zapotrzebowaniu (np. okres letni). W obecnych warunkach kocioł ten jest kluczowym źródłem w kontekście zapewnienia bezpieczeństwa produkcji i dostaw energii elektrycznej oraz ciepła odbiorcom indywidualnym i przemysłowym, w tym sąsiadującej Kopalni Węgla Kamiennego Zofiówka. Brak możliwości eksploatacji tego kotła skutkować będzie wystąpieniem poważnych konsekwencji (w tym ekonomicznych) braku możliwości dostaw wymaganej ilości energii do odbiorców.

Kocioł fluidalny CFB-275 stanowi jednostkę oddaną do eksploatacji w IV kw. 2018 roku (już po ogłoszeniu konkluzji BAT). W pierwszym okresie eksploatacji kocioł ten pracował w tzw. ruchu regulacyjnym, który miał na celu wypracowanie i wdrożenie optymalnych warunków parametrów pracy tego kotła. Jednocześnie od czasu uruchomienia tego kotła prowadzone były pomiary i analizy mające na celu określenie faktycznych wielkości emisji z tego kotła, w tym również w kontekście dotrzymania granicznych wielkości emisyjnych. Z uwagi na trwający ruch regulacyjny i brak w pełni ustabilizowanych warunków pracy w pierwszym okresie pracy kotła fluidalnego nie było możliwe przeprowadzenie wiarygodnej analizy emisji HCl, która wcześniej wykazałaby konieczność zabudowy dodatkowego układu oczyszczania spalin. Wykonanie takiej analizy było możliwe dopiero po ustabilizowaniu się warunków pracy tego kotła – analiza ta wykazała, że uzyskanie stabilnej emisji chlorowodoru na poziomie poniżej granicznej wielkości emisyjnej wymaga zabudowy dodatkowego układu do redukcji emisji. Biorąc pod uwagę datę ogłoszenia konkluzji BAT, datę oddania do użytkowania kotła fluidalnego i konieczność przeprowadzania ruchu regulacyjnego, prowadzący instalację nie dysponował pełnym okresem dostosowawczym do ewentualnego podjęcia działań inwestycyjnych w zakresie dostosowania kotła fluidalnego. Z tego względu, aby w sposób prawidłowy i zgodny z przepisami przeprowadzić proces inwestycyjny zasadne jest udzielenie czasowego odstępowstwa od granicznej wielkości emisyjnej HCl. PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa S.A. Zakład Jastrzębie Zdrój, zgodnie z deklaracją, cały czas prowadzi działania i analizy, które mają doprowadzić do dostosowania kotła fluidalnego do spełnienia granicznych wielkości emisyjnych HCl.

Jako jednostkowy koszt zewnętrzny, związany z emisją HCl do powietrza wnioskodawca przyjął równowartość stawki za wprowadzanie do powietrza związków chloru (pierwiastek niemetaliczny) zgodnie z obwieszczeniem Ministra Klimatu z dnia 9 września 2020 r. w sprawie wysokości stawek opłat za korzystanie ze środowiska na rok 2021 (M.P.2020 poz. 961).

Zgodnie z ww. aktem prawnym stawka za wprowadzanie do powietrza związków chloru w formie

gazowej (pierwiastek niemetaliczny) wynosi 1,36 zł/kg, co odpowiada kwocie 1 360 zł/Mg. Przyjęta wartość kosztu środowiskowego HCl (standard kosztów zewnętrznych środowiskowych) odbiega od wartości podanej w „Podręczniku dotyczący zasad udzielania odstępstw od granicznych wielkości emisyjnych zawartych w konkluzjach BAT dla dużych źródeł spalania (LCP), zgodnie z art. 204 ust. 2 ustawy POŚ”. Jednak zgodnie z informacją zawartą w tym podręczniku nie ma on ani nakazowego, ani wyczerpującego charakteru.

Standard kosztów zewnętrznych środowiskowych HCl określony w tym podręczniku pochodzi z dokumentu – *A Study on the Economic Valuation of Environmental Externalities from Landfill Disposal and Incineration of Waste. Final Main Report, European Commission, DG Environment, 2000*. Dokument ten koncentruje się na oddziaływaniach związanych ze składowaniem i termicznym przekształcaniem odpadów i nie dotyczy bezpośrednio typowych instalacji do energetycznego spalania paliw, takich jak analizowana instalacja. Dodatkowo wartość kosztów środowiskowych emisji HCl w nim zawarta nie odnosi się w sposób bezpośredni do uwarunkowań dotyczących Polski.

Biorąc pod uwagę powyższe przy wycenie korzyści dla środowiska dla potrzeb niniejszego opracowania wykorzystano założenia funkcjonującego w Polsce systemu opłat za korzystanie ze środowiska tj. w tym przypadku za wprowadzanie zanieczyszczeń do powietrza. System ten funkcjonuje w Polsce od wielu lat i pozwala powiązać emisję gazów i pyłów do powietrza z ekwiwalentem pieniężnym, który jest z tą emisją związany. System ten wartościuje koszty związane z wprowadzaniem zanieczyszczeń do powietrza stosownie od rodzaju wprowadzanej substancji, a więc uwzględnia środowiskowe oddziaływanie poszczególnych rodzajów zanieczyszczeń. W systemie tym, zgodnie z zasadą „zanieczyszczający płaci”, wprowadzający zanieczyszczenia do środowiska ponosi koszty wynikające z tej formy oddziaływania na środowisko.

W funkcjonującym systemie opłata za wprowadzanie gazów do powietrza stanowi odpowiednik kosztów środowiskowych związanych z oddziaływaniem tych zanieczyszczeń. A więc opłata ta obliczona w stosunku do unikniętej emisji zanieczyszczeń do powietrza może być interpretowana jako korzyść dla środowiska wyrażona w jednostce walutowej. Z tego względu do wyrażenia korzyści środowiskowych wykorzystano założenia funkcjonującego w Polsce systemu opłat za wprowadzanie gazów i pyłów do powietrza.

Podstawowym paliwem spalany w kotle fluidalnym jest węgiel kamienny, w tym niskokaloryczne paliwo węglowe. Charakterystyka spalanego paliwa jest czynnikiem wpływającym na wielkości emisji zanieczyszczeń do powietrza, jest to szczególnie istotne w przypadku zanieczyszczeń takich jak np. HCl.

PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa S.A. Zakład Jastrzębie-Zdrój prowadzi działania związane z odpowiednim doбором paliwa do procesu energetycznego spalania w celu minimalizowania emisji bezpośrednio u źródła, jednak zastosowanie techniki polegającej na odpowiednim doborze paliwa obarczone jest istotnymi ograniczeniami, które wynikają m.in. z polityki energetycznej kraju, konieczności brania pod uwagę aspektów finansowych produkcji energii, a także uwarunkowań lokalnych w zakresie dostępności paliw. PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa S.A. Zakład Jastrzębie-Zdrój prowadzi badania jakości węgla kamiennego spalanego w instalacji, w tym m.in. w zakresie chloru, który wpływa na wielkość emisji chlorowodoru.

Przedstawione wyniki wskazują, że zawartość chloru w spalanych węglach wykazuje znaczne zróżnicowanie i zmienność. Z uwagi na liczne uwarunkowania (m.in. finansowe, organizacyjne, strategiczne itp.) w instalacji spalany może być węgiel pochodzący od różnych dostawców,

z

różnych kopalń, a więc różniący się zawartością chloru, co przekłada się na zmienność poziomów emisji zanieczyszczeń do powietrza. Biorąc pod uwagę charakterystykę jakościową

spalanego w instalacji węgla (w tym potencjalną zmienność jego składu) uzyskanie stabilnej emisji HCl z kotła fluidalnego poniżej wartości określonej w konkluzjach BAT niezależnie od składu spalanego węgla wymaga doposażenia tego kotła w dodatkową instalację oczyszczania spalin.

W ramach dostosowania kotła fluidalnego CFB-275 do dotrzymania granicznej wielkości emisyjnej HCl planuje się zabudowę dodatkowej instalacji oczyszczania spalin. Poniżej w tabeli przedstawiono harmonogram planowanych inwestycji.

Lp.	Zadanie	Termin
1	Zakończenie dialogu technicznego	IV kwartał 2020 r.
Testy instalacji DSI (suchego wtrysku sorbentu)		1 kwartał 2021 – 1 kwartał 2022
2	Przygotowanie zakresu rzeczowego w celu uzyskania wstępnych ofert techniczno-handlowych w zakresie wykonania testów obiektowych sprawności instalacji suchego usuwania związków kwaśnych – wtrysk sorbentu do kanałów spalin	I kwartał 2021 r.
3	Otrzymanie wstępnych ofert techniczno-handlowych w zakresie wykonania testów obiektowych sprawności instalacji suchego usuwania związków kwaśnych – wtrysk sorbentu do kanałów spalin	I kwartał 2021 r.
4	Uzyskanie zgód korporacyjnych w zakresie wykonania testów obiektowych sprawności instalacji suchego usuwania związków kwaśnych – wtrysk sorbentu do kanałów spalin	I kwartał 2021 r.
5	Przygotowanie dokumentacji przetargowej w zakresie wykonania testów obiektowych sprawności instalacji suchego usuwania związków kwaśnych – wtrysk sorbentu do kanałów spalin	II kwartał 2021 r.
6	Uruchomienie przetargu w zakresie wykonania testów obiektowych sprawności instalacji suchego usuwania związków kwaśnych – wtrysk sorbentu do kanałów spalin	II kwartał 2021 r.
7	Rozstrzygnięcie przetargu w zakresie wykonania testów obiektowych sprawności instalacji suchego usuwania związków kwaśnych – wtrysk sorbentu do kanałów spalin	III kwartał 2021 r.
8	Zawarcie umowy z Wykonawcą w zakresie wykonania testów obiektowych sprawności instalacji suchego usuwania związków kwaśnych – wtrysk sorbentu do kanałów spalin	III kwartał 2021 r.
9	Przeprowadzenie testów obiektowych sprawności instalacji suchego usuwania związków kwaśnych – wtrysk sorbentu do kanałów spalin	IV kwartał 2021 r. – I kwartał 2022 r.
10	Opracowanie raportu z wykonanych testów	I kwartał 2022 r.
Koncepcja instalacji DSI		1 kwartał 2022 – 1 kwartał 2023
11	Przygotowanie zakresu rzeczowego w celu uzyskania wstępnych ofert techniczno-handlowych w zakresie opracowania koncepcji zabudowy	I kwartał 2022 r.

Lp.	Zadanie	Termin
	instalacji DSI	
12	Otrzymanie wstępnych ofert techniczno-handlowych w zakresie opracowania koncepcji zabudowy instalacji DSI	II kwartał 2022 r.
13	Uzyskanie zgód korporacyjnych w zakresie opracowania koncepcji zabudowy instalacji DSI	II kwartał 2022 r.
14	Przygotowanie dokumentacji przetargowej w zakresie opracowania koncepcji zabudowy instalacji DSI	II kwartał 2022 r.
15	Uruchomienie przetargu w zakresie opracowania koncepcji zabudowy instalacji DSI	III kwartał 2022 r.
16	Rozstrzygnięcie przetargu w zakresie opracowania koncepcji zabudowy instalacji DSI	IV kwartał 2022 r.
17	Zawarcie umowy z Wykonawcą w zakresie opracowania koncepcji zabudowy instalacji DSI	IV kwartał 2022 r.
18	Otrzymanie od Wykonawcy dokumentacji koncepcyjnej w zakresie zabudowy instalacji DSI	I kwartał 2023 r.
Wykonanie dokumentacji przetargowej(OPZ) instalacji DSI		1 kwartał 2023 – 1 kwartał 2024
19	Przygotowanie zakresu rzeczowego w celu uzyskania wstępnych ofert techniczno-handlowych w zakresie opracowania dokumentacji przetargowej (SIWZ) dla zadania dostosowania kotła CFB-275 do wymagań BAT, wraz z uzyskaniem w imieniu Zamawiającego decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach przedsięwzięcia	I kwartał 2023 r.
20	Otrzymanie wstępnych ofert techniczno-handlowych w zakresie opracowania dokumentacji przetargowej (OPZ) dla zadania dostosowania kotła CFB-275 do wymagań BAT, wraz z uzyskaniem w imieniu Zamawiającego decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach przedsięwzięcia	I kwartał 2023 r.
21	Uzyskanie zgód korporacyjnych w zakresie opracowania dokumentacji przetargowej (OPZ) dla zadania dostosowania kotła CFB-275 do wymagań BAT, wraz z uzyskaniem w imieniu Zamawiającego decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach przedsięwzięcia	I kwartał 2023 r.
22	Przygotowanie dokumentacji przetargowej w zakresie opracowania dokumentacji przetargowej (OPZ) dla zadania dostosowania kotła CFB-275 do wymagań BAT, wraz z uzyskaniem w imieniu Zamawiającego decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach przedsięwzięcia	II kwartał 2023 r.
23	Uruchomienie przetargu w zakresie opracowania dokumentacji przetargowej (OPZ) dla zadania dostosowania kotła CFB-275 do wymagań BAT, wraz z uzyskaniem w imieniu Zamawiającego decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach	II kwartał 2023 r.

Lp.	Zadanie	Termin
	przedsięwzięcia	
24	Rozstrzygnięcie przetargu w zakresie opracowania dokumentacji przetargowej (OPZ) dla zadania dostosowania kotła CFB-275 do wymagań BAT, wraz z uzyskaniem w imieniu Zamawiającego decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach przedsięwzięcia	III kwartał 2023 r.
25	Zawarcie umowy z Wykonawcą w zakresie opracowania dokumentacji przetargowej (OPZ) dla zadania dostosowania kotła CFB-275 do wymagań BAT, wraz z uzyskaniem w imieniu Zamawiającego decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach przedsięwzięcia	III kwartał 2023 r.
26	Otrzymanie od Wykonawcy kompletnej dokumentacji przetargowej wraz z decyzją środowiskową	I kwartał 2024 r.
Przetarg na budowę instalacji DSI		1 kwartał 2024 – 4 kwartał 2024
27	Uzyskanie zgód korporacyjnych w zakresie uruchomienia postępowania przetargowego w trybie prawa zamówień publicznych w zakresie dostosowania kotła CFB-275 do BAT	I kwartał 2024 r.
28	Przygotowanie kompletu materiałów przetargowych w zakresie dostosowania kotła CFB-275 do BAT	I kwartał 2024 r.
29	Ogłoszenie przetargu w zakresie dostosowania kotła CFB-275 do BAT	II kwartał 2024 r.
30	Rozstrzygnięcie przetargu w zakresie dostosowania kotła CFB-275 do BAT	IV kwartał 2024 r.
31	Zawarcie umowy z Wykonawcą w zakresie dostosowania kotła CFB-275 do BAT	IV kwartał 2024 r.
Realizacja wykonawcza instalacji DSI (projektowanie)		4 kwartał 2024 – 4 kwartał 2025
32	Opracowanie projektu wstępnego	II kwartał 2025 r.
33	Opracowanie projektu budowlanego	III kwartał 2025 r.
34	Uzyskanie pozwolenia na budowę	IV kwartał 2025 r.
Realizacja wykonawcza instalacji DSI (budowa)		4 kwartał 2025 – 1 kwartał 2028
35	Przekazanie terenu budowy	IV kwartał 2025 r.
36	Budowa instalacji (w tym m.in. prefabrykacja, zakup urządzeń, dostawy, prace budowlane i montażowe, rozruch)	I kwartał 2026 r. – III kwartał 2027 r.
37	Zakończenie wszystkich pozostałych prac przy budowie instalacji i układów pomocniczych (m.in. prace budowlane i montażowe dot. powiązania istniejącej infrastruktury z nowo powstałymi instalacjami, przebudowa kanałów spalin, wykonanie pozostałych prac systemowych AKPiA, wykonanie zagospodarowania terenu)	IV kwartał 2027 r.
38	Opracowanie dokumentacji powykonawczej	I kwartał 2028 r.
39	Uzyskanie pozwolenia na użytkowanie	I kwartał 2028 r.
Realizacja wykonawcza instalacji DSI (rozruch i odbiory)		2 kwartał 2028 – 4 kwartał 2029
40	Ruch próbny i regulacyjny nowo powstałych instalacji	II – IV kwartał 2028 r.
41	Pomiary gwarantowanych parametrów technicznych	I - II kwartał 2029 r.

Lp.	Zadanie	Termin
	nowo powstałych instalacji	
42	Odbiór końcowy, przekazanie do eksploatacji	III - IV kwartał 2029 r.

Przy dokonywaniu oceny, o której mowa w ust. 3, organ wziął pod uwagę położenie geograficzne, lokalne warunki środowiskowe, charakterystykę techniczną instalacji oraz inne czynniki mające wpływ na funkcjonowanie instalacji i środowisko jako całość, zważając na całość zebranego w toku postępowania administracyjnego materiału dowodowego.

Organ podejmując decyzję o udzieleniu odstępstwa zważył więc, iż instalacja będąca przedmiotem wniosku spełnia standardy emisyjne, o których mowa w rozporządzeniu Ministra Środowiska z dnia 1 marca 2018 r. w sprawie standardów emisyjnych dla niektórych rodzajów instalacji, źródeł spalania paliw oraz urządzeń spalania lub współspalania odpadów (Dz. U. z2018, poz. 680).

Wnioskodawca przedstawił organowi analizę rozprzestrzeniania substancji w powietrzu, w tym również dla chlorowodoru. Stwierdzone oddziaływanie instalacji w zakresie emitowanych substancji, na przedstawionym we wniosku poziomie, dowodzi brak przekroczeń wartości odniesienia, określonych w rozporządzeniu Ministra Środowiska z dnia 26 stycznia 2010 r. w sprawie wartości odniesienia dla niektórych substancji w powietrzu (Dz. U. Nr 16, poz. 87). Organ wziął również pod uwagę brzmienie art. 222 ust. 2 ustawy POŚ, zgodnie z którym minister właściwy do spraw środowiska, w porozumieniu z ministrem właściwym do spraw zdrowia, w drodze rozporządzenia, określa wartości odniesienia dla niektórych substancji w powietrzu. Fakt stwierdzenia przez stronę braku przekroczeń wartości odniesienia dla emitowanych substancji, w tym także chlorowodoru, poza terenem, do którego dysponuje tytułem prawnym, dowodzi więc wprowadzania ich w ilości nie większej niż zaakceptowana przez ministra właściwego do spraw zdrowia w trakcie tworzenia cytowanego aktu prawnego.

Organ uwzględnił także lokalizację instalacji oraz dostępność lokalnych pokładów paliwa stałego niezbędnego do właściwego funkcjonowania przedmiotowej instalacji. Fakt stosunkowo niewielkiej odległości pomiędzy miejscami wydobywania paliwa a instalacją spalania na cele energetyczne, wpływa bezsprzecznie na wielkość szeroko rozumianej emisji niezorganizowanej związanej z transportem tego paliwa.

Operator instalacji został zobowiązany do okresowego tj. raz w roku przedkładania organowi ochrony środowiska oraz wojewódzkiemu inspektoratowi ochrony środowiska, sprawozdania z przeprowadzonych działań, mających na celu doprowadzenie instalacji do spełniania granicznych wielkości emisji.

Ponadto dokonano zmian decyzji pierwotnej mając na uwadze aktualną niekorzystną sytuację na rynku paliw, w tym ograniczoną dostępność węgla kamiennego o pożądanych parametrach, zmieniono zapisy poprzez rozszerzenie zakresu wartości parametrów paliwa podstawowego – węgla kamiennego.

Wprowadzenie również zapisy dotyczących charakterystyki i wymagań emisyjnych dla nowych źródeł spalania paliw – tj. czterech mobilnych kotłów kontenerowych o mocy cieplnej wprowadzonej w paliwie 2,747 MWt każdy, opalanych olejem opałowym lekkim, których eksploatacja będzie możliwa wyłącznie w sytuacjach awaryjnych, wywołanych nieplanowanym

przerwaniem pracy podstawowych jednostek kotłowych na terenie Zakładu Jastrzębie – Zdrój oraz usunięcie zapisów dotyczących dotychczas eksploatowanych sześciu kotłów kontenerowych.

Spaliny z każdego kotła awaryjnego będą odprowadzane do powietrza za pomocą indywidualnych emitorów E1a – E4a o wysokości $h = 7,0$ m i średnicy wylotu $d = 0,6$ m każdy, stanowiących integralną część kontenerów kotłów.

Paliwo na potrzeby opalania dodatkowych kotłów awaryjnych będzie magazynowane w indywidualnym dla każdego kotła zbiorniku oleju opałowego lekkiego o pojemności około 10 m^3 każdy. Będą to zbiorniki wykonane w konstrukcji dwupłaszczowej, co zapobiegać będzie możliwości przedostania się oleju do środowiska. Gazy z odpowietrzeń tych zbiorników będą odprowadzane do powietrza indywidualnymi emitorami E5a – E8a o wysokości E5a – E8a o wysokości $h = 4,0$ m i średnicy wylotu $d = 0,05$ m.

Mając na uwadze wprowadzone zmiany, wnioskodawca przeprowadził analizę oddziaływania instalacji na jakość powietrza dla wariantu pracy instalacji, jaki może wystąpić w przypadku zaistnienia sytuacji awaryjnej w ramach całej instalacji (awarii podstawowych źródeł energetycznego spalania paliw, w wyniku której konieczne będzie uruchomienie czterech kotłów mobilnych, opalanych olejem opałowym).

Analiza rozprzestrzeniania się zanieczyszczeń w powietrzu została przeprowadzona zgodnie z wymaganiami, określonymi w Rozporządzeniu Ministra Środowiska z dnia 26 stycznia 2010 r. w sprawie wartości odniesienia dla niektórych substancji w powietrzu (Dz.U z 2010 r., nr 16, poz. 87).

Przeprowadzone obliczenia wykazały, że przy dotrzymaniu dopuszczalnych poziomów emisji substancji i warunków wprowadzania substancji do powietrza, określonych w niniejszej decyzji, nie zostaną przekroczone dopuszczalne poziomy substancji w powietrzu, określone w rozporządzeniu Ministra Środowiska z dnia 24 sierpnia 2012 r. w sprawie poziomów niektórych substancji w powietrzu (Dz. U. z 2021 r., poz. 845), a także wartości odniesienia, określone w rozporządzeniu Ministra Środowiska z dnia 26 stycznia 2010 r. w sprawie wartości odniesienia dla niektórych substancji w powietrzu (Dz.U z 2010 r., nr 16, poz. 87), poza terenem, do którego prowadzący instalację posiada tytuł prawny, za wyjątkiem stężenia pyłu zawieszonego PM_{2,5}.

Powyższa sytuacja związana jest ze złym stanem jakości powietrza w rejonie lokalizacji zakładu (zgodnie z informacją Głównego Inspektoratu Ochrony Środowiska - pismo z dnia 24 maja 2022 r., znak: DMS-KA.731.1.228.2022 - tło pyłu zawieszonego PM_{2,5} w rejonie przedmiotowej instalacji wynosi $21\text{ }\mu\text{g}/\text{m}^3$, a zatem przekracza dopuszczalną wartość stężenia pyłu zawieszonego PM_{2,5} w powietrzu ($20\text{ }\mu\text{g}/\text{m}^3$).

Organ, przy wydawaniu decyzji, uwzględnił fakt, że zmiany wprowadzone w instalacji, nie wiążą się ze wzrostem emisji zanieczyszczeń do powietrza, a także fakt, że aktualna emisja pyłu z instalacji ma swój udział w tle zanieczyszczeń.

Mając na uwadze wymagania art. 225 ustawy POŚ organ przeprowadził stosowną analizę dotyczącą konieczności przeprowadzenia postępowania kompensacyjnego.

Na podstawie opracowania Głównego Inspektoratu Ochrony Środowiska „Roczna ocena jakości powietrza w województwie śląskim. Raport wojewódzki za rok 2021”, „aglomeracja rybnicko - jastrzębska”, w obrębie której zlokalizowana jest przedmiotowa instalacja, została zakwalifikowana do klasy C, ze względu na przekroczenia dopuszczalnego poziomu dla pyłu zawieszonego PM_{2,5} i PM₁₀, NO₂ oraz docelowego poziomu dla benzo(a)pirenu (PM₁₀)).

Miasto Jastrzębie - Zdrój znajduje się w obszarze przekroczeń ww. substancji.

Zgodnie z art. 225 ww. ustawy POŚ na obszarze, na którym zostały przekroczone standardy jakości powietrza, wydanie pozwolenia na wprowadzanie do powietrza substancji, dla której standard jakości powietrza został przekroczony, z nowobudowanej instalacji lub zmienianej w sposób istotny, jest możliwe, jeżeli zostanie zapewniona odpowiednia redukcja ilości tej substancji wprowadzanej do powietrza z innych instalacji usytuowanych na obszarze gminy, w której planowana jest budowa nowej instalacji lub dokonanie istotnej zmiany instalacji.

Jednak mając na uwadze, iż wnioskodawca zastąpił 6 mobilnych kotłów kontenerowych opalanych olejem opałowym lekkim czterema kotłami opalnymi olejem opałowym lekkim o mniejszej sumarycznej mocy, a także mając na uwadze, iż kotły te będą źródłami przewidzianymi do pracy wyłącznie w sytuacji awaryjnej - w razie konieczności wyłączenia z eksploatacji podstawowych źródeł spalania paliw, prowadzący instalację nie przewiduje zwiększenia rocznych ładunków zanieczyszczeń do powietrza, dlatego też, w opinii organu, postępowanie kompensacyjne dla przedmiotowej instalacji nie było wymagane.

W zakresie ochrony przed hałasem:

Zgodnie z zapisami obowiązującego planu zagospodarowania przestrzennego przyjętego uchwałą Rady Miasta Jastrzębie-Zdrój nr VII/69/2007 z dnia 22 marca 2007 r. w sprawie uchwalenia miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego miasta Jastrzębie-Zdrój, określono obszary podlegające ochronie akustycznej. W związku z powyższym na podstawie załącznika do rozporządzenia Ministra Środowiska z dnia 14 czerwca 2007 r. w sprawie *dopuszczalnych poziomów hałasu w środowisku*, określono w pozwoleniu zintegrowanym dopuszczalny poziom hałasu dla najbliższych położonych terenów zabudowy mieszkaniowo-usługowej, mieszkaniowej wielorodzinnej i zamieszkania zbiorowego oraz terenów zabudowy zagrodowej.

Z obliczeń rozkładu pola akustycznego wywołanego działalnością zakładu wynika, że eksploatacja instalacji nie spowoduje przekroczenia dopuszczalnego równoważonego poziomu hałasu „A”, na najbliższych położonych terenach podlegających ochronie akustycznej. Okresowe pomiary hałasu będą się odbywały zgodnie z wnioskiem Strony raz na dwa lata, na granicy najbliższego terenu zabudowy mieszkaniowej po południowej, zachodniej i wschodniej stronie zakładu.

Wnioskowana zmiana zapisów pozwolenia zintegrowanego, w zakresie ochrony środowiska przed hałasem dotyczyła korekty ilości urządzeń oraz zagadnień dotyczących sposobów ochrony środowiska przed hałasem w kontekście zapisów konkluzji BAT 1 i BAT 17. W instalacji należącej do PGNIG TERMIKA Energetyka Przemysłowa S.A. Zakład Jastrzębie – Zdrój stosowane są rozwiązania mające na celu ograniczenie oddziaływania akustycznego, które są zgodne z zapisami konkluzji BAT.

Zmiany w pozwoleniu zintegrowanym w zakresie emisji hałasu związane były również z budową projektowanych agregatów prądotwórczych, które stanowią nowym źródłem hałasu, pracującym w otwartej przestrzeni jak również wewnątrz obiektu kubaturowego.

Źródłami emisji hałasu pracującymi w otwartej przestrzeni są:

- cztery centrale wentylacyjne – dla każdego agregatu przewiduje się budowę dwóch central wentylacyjnych, które zostaną zabudowane na dachu budynku agregatów;
- cztery czerpnie i wyrzutnie powietrza – każda z projektowanych central wentylacyjnych posiadać będzie jedną czerpnię i wyrzutnię powietrza, a więc łącznie powstaną cztery czerpnie i cztery wyrzutnie powietrza;

- wyloty z dwóch kominów – każdy agregat posiadał będzie swój indywidualny komin odprowadzający spaliny do powietrza.

Nowym kubaturowym źródłem emisji hałasu będzie budynek agregatów prądotwórczych w obiekcie tym znajdować się będą agregaty (silniki wraz z prądnicami) oraz układy towarzyszące.

Realizacja dodatkowego układu oczyszczania gazów z kotła fluidalnego CFB-275 nie będzie związana z powstaniem nowych, istotnych źródeł emisji hałasu.

Z przeprowadzonej z analizy akustycznej uwzględniającej skumulowane oddziaływanie istniejących i projektowanych źródeł emisji hałasu wynika, że zabudowa nowych agregatów prądotwórczych nie spowoduje przekroczenia dopuszczalnych poziomów dźwięku w środowisku na terenach chronionych akustycznie.

W zakresie gospodarki wodno-ściekowej:

Spółka PGNiG TERMIKA Energetyka Przemysłowa S.A. Zakład Jastrzębie – Zdrój nie pobiera wód powierzchniowych i podziemnych. Do celów technologicznych związanych z produkcją energii elektrycznej i ciepła oraz do celów pitnych i bytowych załogi Spółka dokonuje zakupu wody od dostawców zewnętrznych na podstawie obowiązujących umów. Rozliczenie wielkości poboru wody od dostawców zewnętrznych dokonywane jest na podstawie wskazań wodomierzy.

W wyniku eksploatacji instalacji powstają ścieki: technologiczne tj.: przemysłowe (z planowanego do uruchomienia bloku kotła CFB oraz kotła WP-70 w tym: ścieki z SUW, ścieki z obiegu chłodzenia, ścieki z obiegu ciepłowniczego, ścieki z obiegu kotłowego parowo-wodnego, ścieki z odzyskania) oraz, ścieki zmywne (rejon kotłowni, mycie placów i dróg). Powyższe ścieki wprowadzane są do urządzeń kanalizacyjnych oczyszczalni „Ruptawa” administrowanej przez Jastrzębski Zakład Wodociągów i Kanalizacji S.A., na podstawie obustronnej umowy. Ścieki te zawierają substancje szczególnie szkodliwe dla środowiska wodnego tj.: fosfor ogólny, azot amonowy i węglowodory ropopochodne co regulowane jest pozwoleniem wodnoprawnym na wprowadzanie ścieków przemysłowych do kanalizacji podmiotu zewnętrznego. Ponadto na terenie zakładu powstają ścieki socjalno-bytowe, które na podstawie obustronnej umowy odprowadzane są do urządzeń kanalizacyjnych Jastrzębskiego Zakładu Wodociągów i Kanalizacji S.A. w Jastrzębiu-Zdroju oraz wody opadowe i roztopowe, które odprowadzane są do urządzeń kanalizacyjnych operatora zewnętrznego tj. KWK „Borynia–Zofiówka–Jastrzębie”.

Dokonano zmiany wersji pierwotnej pozwolenia zintegrowanego w zakresie gospodarki wodno-ściekowej w związku z koniecznością dostosowania instalacji do wymogów wynikających z *konkluzji BAT dotyczących najlepszych dostępnych technik(BAT) w odniesieniu do dużych obiektów energetycznego spalania*.

Warunki wprowadzania ścieków przemysłowych do kanalizacji Jastrzębskiego Zakładu Wodociągów i Kanalizacji S.A., z uwagi na występowanie w nich substancji szczególnie szkodliwych dla środowiska wodnego określone zostały odrębną decyzją - pozwoleniem wodnoprawnym.

W zakresie gospodarki odpadami:

W niniejszej decyzji zgodnie z art.188 ust.2b w związku z art. 202. ust. 4 wymienionej na wstępie ustawy POŚ określono:

- rodzaje i ilości odpadów przewidzianych do wytwarzania,
- źródła powstawania odpadów przewidzianych do wytwarzania,

- podstawowy skład chemiczny i właściwości odpadów przewidzianych do wytwarzania,
- miejsce i sposób magazynowania odpadów przewidzianych do wytwarzania,
- sposoby dalszego gospodarowania odpadami dopuszczonymi do wytwarzania,
- działania mające na celu zapobieganie powstawaniu odpadów lub ograniczeniu ich ilości oraz negatywnego oddziaływania na środowisko.

Zakres działalności objętej niniejszym pozwoleniem w stosunku do poprzednio obowiązujących decyzji nie uwzględnia procesu przetwarzania, prowadzonego w związku z eksploatacją instalacji energetycznego spalania paliw zlokalizowanej w Jastrzębiu-Zdroju przy ul. Rybnickiej 6c.

Zgodnie z przepisem art. 2 pkt 6 c, ustawy o odpadach nie stosuje się do biomasy będącej w postaci innych, niebędących niebezpiecznymi, naturalnych substancji pochodzących z produkcji rolniczej lub leśnej wykorzystywanej do produkcji energii z takiej biomasy za pomocą procesów i metod, które nie są szkodliwe dla środowiska ani nie stanowią zagrożenia dla życia i zdrowia ludzi.

W zakresie gospodarki odpadami w odniesieniu do decyzji pierwotnej zostały wprowadzone zmiany:

- do listy odpadów dopuszczonych do wytwarzania dodano 3 nowe rodzaje odpadów niebezpiecznych (kody 15 02 02*, 16 06 01* i 16 06 02*) oraz 5 rodzajów odpadów innych niż niebezpieczne (kody 15 02 03, 16 02 14, 16 02 16 i 19 09 06, które dotychczas nie były uwzględnione w pozwoleniu a mogą powstawać w związku z eksploatacją przedmiotowej instalacji;
- zwiększono dopuszczoną do wytworzenia w ciągu roku ilość dla 2 rodzajów odpadów innych niż niebezpieczne (kody 10 01 24 i 10 01 82);
- zmniejszono dopuszczoną do wytworzenia w ciągu roku ilość dla 2 rodzajów odpadów innych niż niebezpieczne (kody 10 01 01 i 10 01 02);
- doprecyzowano zapisy dotyczące charakterystyki odpadów o kodach 10 01 01, 10 01 02 i 10 01 24;
- zapisy dotyczące właściwości odpadów niebezpiecznych dostosowano do aktualnego brzmienia przepisów w tym zakresie,
- zapisy dotyczące miejsca i sposobu magazynowania odpadów zostały dostosowane do aktualnego stanu instalacji (doprecyzowano zapisy dla odpadów o kodzie 10 01 02 i 10 01 82, zmieniono zapisy dla odpadów o kodach 10 01 23, 10 01 24, 10 01 25, 10 01 26, 13 01 13*, 13 02 05*, 13 02 08*, 13 03 07*, 16,01,99, 16 11 06, 19 09 05 i 19 09 99);
- w zakresie określenia sposobu dalszego gospodarowania odpadami dostosowano zapisy do obowiązującej hierarchii sposobów postępowania z odpadami i dla wszystkich rodzajów odpadów uwzględniono możliwość przekazywania ich do ostatecznych odbiorców za pośrednictwem podmiotów prowadzących zbieranie odpadów.
- wprowadzono zapisy dotyczące wymagań w zakresie warunków ochrony przeciwpożarowej wynikających z przedłożonego operatu przeciwpożarowego, zatwierdzonego przez Komendanta Miejskiego Państwowej Straży Pożarnej w Jastrzębiu-Zdroju postanowieniem nr MZ.5560.1.2019.ŁC z dnia 28 lutego 2019r.

Wprowadzone do pozwolenia zmiany w zakresie gospodarki odpadami są zgodne z obowiązującymi przepisami.

Po przeprowadzonym postępowaniu administracyjnym organ zważył, co następuje.

Strona przedłożyła podanie w zakresie ujednolicenia tekstu pozwolenia zintegrowanego, które spełnia wymogi formalne. W stanie faktycznym sprawy organ stwierdził, że przedmiot wniosku

jest zgodny z przepisami szczególnymi, dotyczącymi ochrony środowiska. Instalacja objęta pozwoleniem zintegrowanym spełnia wymagania dotyczące najlepszych dostępnych technik.

Mając na względzie powyższe, orzeczono jak w sentencji.

Pouczenie

Zgodnie z art. 127 § 1 i 2 ustawy z dnia 14 czerwca 1960 r. - Kodeks postępowania administracyjnego, od niniejszej decyzji Stronie przysługuje prawo wniesienia odwołania do Ministra Klimatu i Środowiska, za pośrednictwem Marszałka Województwa Śląskiego, w terminie 14 dni od dnia jej doręczenia.

Zgodnie z 127a KPA, w trakcie biegu terminu do wniesienia odwołania Strona może zrzec się prawa do wniesienia odwołania wobec organu administracji publicznej, który wydał decyzję. Z dniem doręczenia organowi administracji publicznej oświadczenia o zrzeczeniu się prawa do wniesienia odwołania przez ostatnią ze stron postępowania decyzja staje się ostateczna i prawomocna.

Podpisano: Z upoważnienia Marszałka Województwa Śląskiego;
Leszek Kulesza; Kierownik
Referat ds. pozwoleń zintegrowanych
Departament Ochrony Środowiska, Ekologii i Opłat Środowiskowych (OE)