



**MARSZAŁEK
WOJEWÓDZTWA PODKARPACKIEGO**

OS.I.7222.33.1.2019.MH

Rzeszów, 2019-10-30

DECYZJA

Działając na podstawie:

- art. 155 ustawy z dnia 14 czerwca 1960 r. Kodeks postępowania administracyjnego (Dz. U. z 2018 r. poz. 2096 ze zm.),
- art. 378 ust. 2a ustawy z dnia 27 kwietnia 2001 r. Prawo ochrony środowiska (Dz. U. z 2019 r. poz. 1396 ze zm.) w związku z § 2 ust 1 pkt 3 rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 10 września 2019 r. w sprawie przedsięwzięć mogących znacząco oddziaływać na środowisko (Dz. U. z 2019 r. poz. 1839),

po rozpatrzeniu wniosku Elektrociepłowni Stalowa Wola S.A. ul. Energetyków 13, 37-450 Stalowa Wola (REGON 180533610, NIP 8652527861) reprezentowanej przez pełnomocnika Piotra Szyszkę, przesłanego przy piśmie z dnia 23 marca 2015 r. w sprawie zmiany decyzji Marszałka Województwa Podkarpackiego z dnia 26 lutego 2016 r., znak: OS.I.7222.37.1.2015.DW, zmienionej decyzją Marszałka Województwa Podkarpackiego z dnia 27 kwietnia 2018 r., znak: OS-I.7222.4.2.2018.DW, udzielającej pozwolenia zintegrowanego na prowadzenie instalacji do spalania paliw/ bloku gazowo – parowego o nominalnej mocy dostarczonej w paliwie 772,11 MWt w Stalowej Woli, ul. Energetyków 13

orzekam

zmieniam za zgodą stron decyzję Marszałka Województwa Podkarpackiego z dnia 26 lutego 2016 r., znak: OS.I.7222.37.1.2015.DW, zmienioną decyzją Marszałka Województwa Podkarpackiego z dnia 27 kwietnia 2018 r., znak: OS-I.7222.4.2.2018.DW, udzielającą Elektrociepłowni Stalowa Wola S.A. ul. Energetyków 13, 37-450 Stalowa Wola (REGON 180533610, NIP 8652527861) pozwolenia zintegrowanego na prowadzenie instalacji bloku gazowo – parowego (BGP) o nominalnej mocy dostarczonej w paliwie 772,11 MWt, w Stalowej Woli, ul. Energetyków 13 w następujący sposób:

I.1. Zapis po słowie orzekam otrzymuje brzmienie:

„udzielam Elektrociepłowni Stalowa Wola S.A. ul. Energetyków 13, 37-450 Stalowa Wola (REGON 180533610, NIP 8652527861) pozwolenia zintegrowanego na prowadzenie instalacji spalania paliw składającej się z bloku gazowo – parowego (BGP) o mocy cieplnej dostarczonej w paliwie 772,11 MWt oraz kotłowni pomocniczej o mocy cieplnej dostarczonej w paliwie 136,8 MWt stanowiącej rezerwowe źródło ciepła (RZC), w Stalowej Woli, ul. Energetyków 13 i określam:”



PODKARPACKIE

I.2. Punkt I.1. otrzymuje brzmienie:

„I.1. Parametry technologiczne instalacji istotne z punktu widzenia przeciwdziałania zanieczyszczeniom

W Elektrociepłowni funkcjonować będzie:

- 1) blok gazowo-parowy (BGP) do wytwarzania energii elektrycznej i ciepłej o nominalnej mocy jako ilość energii we wprowadzanym paliwie gazowym 772,11 MW_t i podstawowych parametrach:
 - moc elektryczna użytkowa – 450 MW_e,
 - moc cieplna użytkowa – 626,18 MW_t,
 - sprawność elektryczna bloku przy pracy kondensacyjnej – 57,44%,
 - sprawność cieplna bloku – 81,1%,
 - maksymalny czas pracy – 8000 h/rok,
- 2) kotłownia pomocnicza stanowiąca rezerwowe źródło ciepła (RZC) składające się z:
 - a) trzech kotłów wodnych (K1, K-2 i K-3) opalanych gazem ziemnym, o następujących parametrach:
 - moc cieplna użytkowa – 36 MW,
 - nominalna moc cieplna (w paliwie) – 37,9 MW_t,
 - sprawność – 95%,
 - b) kotła wodnego (K-4) opalanego gazem ziemnym, o parametrach:
 - moc cieplna użytkowa – 12 MW,
 - nominalna moc cieplna (w paliwie) – 12,6 MW_t,
 - sprawność – 95%,
 - d) kotła parowego (K-5) opalanego gazem ziemnym, o parametrach:
 - moc cieplna użytkowa – 10 MW,
 - nominalna moc cieplna (w paliwie) – 10,5 MW_t,
 - sprawność – 95%,
 - nominalna wydajność pary – 15 Mg/h.

BGP przyłączony zostanie do rozdzielni 220 kV Stalowa Wola należącej do Operatora Sieci Przesyłowych Elektroenergetycznych, a część cieplna do sieci cieplnej odbiorców ciepła.”

I.3. Po podpunkcie I.1.4. dodaje się podpunkt I.1.5. o brzmieniu:

„I.1.5. W skład RZC wchodzić będą:

I.1.5.1. Kotły wodne płomienicowo-płomieniówkowe, 3-ciągowe.

Korpus kotła składał się będzie z cylindrycznego płaszcza kotła, przedniej i tylnej dennicy oraz płomienicy (pierwszy ciąg) łączącej obie dennice. Wewnątrz znajdować się będzie podzielona za pomocą ściany wodno-rurowej komora nawrotna chłodzona wodą wraz z płomieniówkami 2-go i 3-go ciągu spalin. Z tyłu korpusu kotła znajdować się będzie komora nawrotna spalin chłodzona wodą. Konstrukcja kotła pozwalać będzie na eksploatację kotła bez jakichkolwiek ograniczeń z jedną płomienicą, z wysoką elastycznością obciążeniową kotła.

Sprawność kotła podwyższać będzie zainstalowany na wylocie z kotła dodatkowy wymiennik ciepła (ekonomizer), w którym podgrzewana będzie woda zasilająca kocioł, co zwiększać będzie efektywność wytwarzania ciepła.

Kotły wyposażone będą w palniki typu monoblok z recyrkulacją spalin z wentylatorem podmuchu jako część palnika, regulowanego płynnie falownikiem.

I.1.5.2. Kocioł parowy płomienicowo-płomieniówkowe, 3-ciągowe.

Płomienica (pierwszy ciąg) i płomieniówki (drugi ciąg) będą zabudowane w cylindrycznym płaszczu ciśnieniowym razem z chłodzoną wodą tylną komorą nawrotną (trzeci ciąg). Bocznie umieszczona płomienica wraz z poziomą tylną i pionową przednią komorą nawrotną tworzyć będą optymalną dla radiacyjnej i konwekcyjnej wymiany ciepła powierzchnię przy jednoczesnym zachowaniu najmniejszych wymiarów zewnętrznych. Dna sitowe będą połączone stabilnie poprzez ciągłą płomienicę, a wszystkie elementy przyłączone będą do płaszcza kotła celem zrównoważenia rozkładu obciążenia.

Płomienica i wewnętrzna komora nawrotna spalin będzie chłodzona wodą. Płomieniówki pierwszego i drugiego ciągu będą optymalnie rozmieszczone wewnątrz cylindrycznego płaszcza ciśnieniowego. Oddziaływać będą na radiacyjne i konwekcyjne powierzchnie wymiany ciepła, wspierać będą szybką cyrkulację wody przyspieszając proces odprowadzenia tworzących się bąbli parowych do przestrzeni parowej kotła. Energia dostarczona w paliwie będzie zamieniana w energię pary szybko i bez naprężeń materiałowych. Duża pojemność wodna gwarantować będzie odpowiedni zapas objętości w przypadku wystąpienia nagłego skoku zapotrzebowania na parę.

Kocioł wyposażony będzie w palnik typu monoblok z recyrkulacją spalin i wentylatorem podmuchu jako część palnika, regulowanego płynnie falownikiem.

Sprawność kotła podwyższal będzie zainstalowany na wylocie z kotła dodatkowy wymiennik ciepła (ekonomizer), w którym podgrzewana będzie woda zasilająca kocioł, co zwiększać będzie efektywność wytwarzania ciepła.

Kotły wyposażone będą w aparaturę kontrolno-pomiarową (AKPiA) z systemem sterowania opartym na sterowniku przemysłowym, pozwalającym na:

- regulację wydajności cieplnej kotła,
- rejestrację czasu pracy kotła,
- rejestrację czasu pracy palnika,
- rejestrację ilości startów palnika.

I.1.5.3. Przyłącze gazowe.

Przyłącze gazowe RZC stanowić będzie układ zaporowo-upustowy o parametrach technicznych:

- przepustowość: 14 000 Nm³/h,
- ciśnienie gazu w punkcie dostawy i odbioru: min. 3,47 MPa, max 5,0 MPa."

I.4. Po podpunkcie I.3.1. dodaje się podpunkt I.3.2. o brzmieniu:

„I.3.2. Kotłownia pomocnicza stanowiąca rezerwowe źródło ciepła (RZC).

Rezerwowe źródło ciepła eksploatowane będzie w okresach postoju bloku gazowo-parowego. Zasilac będzie zewnętrzne układy ciepłownicze miejskich odbiorców wody sieciowej oraz odbiorców przemysłowych pary.

RZC włączone będzie do magistrali zasilającej za BGP do układu Przedsiębiorstwa Energetyki Ciepłej Sp. z o.o., wraz z armaturą zamykającą normalny przepływ i kierującą strumień wody sieciowej do RZC. Po podgrzaniu wody sieciowej w RZC woda kierowana będzie do magistrali zasilającej układ PEC.

Woda gorąca układu PEC za kotłownią wprowadzana będzie do magistrali PEC na wysokości kotłowni RZC i rozpylać się będzie na kierunku „Stalowa Wola” oraz „Nisko”. Na kierunku „Stalowa Wola” wykonane zostanie połączenie z armaturą zamykającą normalny przepływ i kierującą strumień wody sieciowej do wymienników odbiorców. Z uwagi na schłodzenie wody w wymiennikach odbiorców, woda na wyjściu

z RZC będzie miała wyższą temperaturę niż wynikająca z zapotrzebowania tak, aby po oddaniu ciepła w wymiennikach osiągnięta została wymagana temperatura. Dla pracy wymienników z mocą 2x15MWt przy założeniu warunków pracy w temp. otoczenia, temperatura na wyjściu z kotłowni RZC będzie wynosiła 140°C, przy zapotrzebowaniu dla magistrali zasilającej odbiorców na poziomie 109°C. Z powodu zawyżonych temperatur na wyjściu z kotłowni, woda w kierunku „Nisko” będzie schładzana. W tym celu do rurociągu w kierunku Nisko doprowadzana będzie woda „zimna” regulująca temperaturę.

Para technologiczna z kotła parowego RZC doprowadzana będzie do magistrali parowej odbiorcy na wysokości kotłowni RZC.”

I.5. Punkt I.4. otrzymuje brzmienie:

„I.4. Planowany termin uruchomienia instalacji od którego ustalona została emisja: **17 listopada 2019 r.**”

I.6. Punkt II.1. otrzymuje brzmienie:

„II.1. Emisję gazów i pyłów wprowadzanych do powietrza z instalacji

II.1.1. Ilości gazów i pyłów wprowadzanych do powietrza ze źródeł i emitorów instalacji.

Tabela 7.1

Blok gazowo-parowy (BGP)					
Emitor	Źródło emisji	Rodzaj substancji zanieczyszczających	Emisja dopuszczalna w mg/Nm ³ _u przy 15% O ₂ w spalinach		
			Standard emisyjny	od dnia 17 sierpnia 2021 r.	
				Średnia roczna (BAT-AELs)	Średnia dobową lub średnia z okresu poboru próbek (BAT-AELs)
E-1	Blok gazowo-parowy 772,11 MW _t	NO _x jako NO ₂	50 ^{1) 2)}	50*	55**
		CO	100 ^{1) 2)}	-	-
		SO ₂	12 ²⁾	-	-
		Pył ogółem	5 ²⁾	-	-
Rezerwowe źródło ciepła (RZC)					
Emitor	Źródło emisji	Rodzaj substancji zanieczyszczających	Emisja dopuszczalna w mg/Nm ³ _u przy 3% O ₂ w spalinach		
			Standard emisyjny	Średnia roczna (BAT-AELs)	Średnia dobową lub średnia z okresu poboru próbek (BAT-AELs)
E-2/1	Kocioł wodny nr 1 37,9 MW _t	NO _x jako NO ₂	100 ^{1) 2)}	60*	85**
		CO	100 ^{1) 2)}	-	-
		SO ₂	35 ²⁾	-	-
		Pył ogółem	5 ²⁾	-	-
E-2/2	Kocioł wodny nr 2 37,9 MW _t	NO _x jako NO ₂	100 ^{1) 2)}	60*	85**
		CO	100 ^{1) 2)}	-	-
		SO ₂	35 ²⁾	-	-
		Pył ogółem	5 ²⁾	-	-

E-2/3	Kocioł wodny nr 3 37,9 MW _t	NO _x jako NO ₂	100 ^{1) 2)}	60*	85**
		CO	100 ^{1) 2)}	-	-
		SO ₂	35 ²⁾	-	-
		Pył ogółem	5 ²⁾	-	-
E-3/1	Kocioł wodny nr 4 12,6 MW _t	NO _x jako NO ₂	100 ²⁾	-	-
		SO ₂	35 ²⁾	-	-
		Pył ogółem	5 ²⁾	-	-
E-3/2	Kocioł parowy nr 5 10,5 MW _t	NO _x jako NO ₂	100 ²⁾	-	-
		SO ₂	35 ²⁾	-	-
		Pył ogółem	5 ²⁾	-	-

¹⁾ w przypadku prowadzenia ciągłych pomiarów wielkości emisji substancji standard emisyjny uznaje się za dotrzymany, jeżeli – w odniesieniu do czasu użytkowania źródła w roku kalendarzowym – są spełnione jednocześnie następujące warunki:

- żadna z zatwierdzonych średnich miesięcznych wartości stężeń substancji nie przekracza standardów emisyjnych, o których mowa w § 6 ust. 1 i 6;
- żadna z zatwierdzonych średnich dobowych wartości stężeń substancji nie przekracza 110% standardów emisyjnych, o których mowa w § 6 ust. 1 i 6;
- 95% wszystkich zatwierdzonych średnich jednogodzinnych wartości stężeń substancji w ciągu roku kalendarzowego nie przekracza 200% standardów emisyjnych, o których mowa w § 6 ust. 1 i 6.

²⁾ w przypadku okresowych pomiarów wielkości emisji substancji standardy emisyjne uznaje się za dotrzymane, jeżeli średnie wartości uzyskane w wyniku pomiaru nie przekroczą tych standardów.

* średnia z okresu jednego roku obliczona dla ważnych średnich wartości godzinnych uzyskanych w wyniku ciągłych pomiarów

** średnia z okresu 24 godzin obliczona dla ważnych średnich wartości godzinnych uzyskanych w wyniku ciągłych pomiarów lub średnia wartość uzyskana na podstawie trzech kolejnych pomiarów, z których każdy trwa co najmniej 30 minut

II.1.2. Wskaźnikowy średni roczny poziom emisji

Tabela 7.2

Źródło emisji	Wskaźnikowy średni roczny poziom emisji tlenku węgla [mg/Nm ³]
BGP (E-1)	50
Kotły wodne K-1, K-2, K-3 (E-2/1, E-2/2, E-2/3)	15

II.1.3. Maksymalną dopuszczalną emisję roczną:

Tabela 8

Lp.	Rodzaj substancji zanieczyszczających	Dopuszczalna wielkość emisji [Mg/rok]
1.	tlenki azotu jako dwutlenek azotu	906,144
2.	tlenek węgla	1800,069
3.	dwutlenek siarki	218,624
4.	pył ogółem	90,092

I.7. Podpunkt II.4.1. otrzymuje brzmienie:

„II.4.1. Ścieki przemysłowe

II.4.1.1. Ilość ścieków przemysłowych (odsoliny i odmuliny) wprowadzanych do urządzeń technologicznych TAURON Wytwarzanie S.A. Oddział Elektrownia Stalowa Wola:

$$Q_{\max h} = 2,6 \text{ m}^3/\text{h},$$

$$Q_{\text{śr d}} = 62 \text{ m}^3/\text{d},$$

$$Q_{\max r} = 20\,800 \text{ m}^3/\text{rok}.$$

II.4.1.2. Ilość ścieków przemysłowych z mycia posadzek i utrzymania czystości wprowadzanych do urządzeń technologicznych TAURON Wytwarzanie S.A. Oddział Elektrownia Stalowa Wola:

$Q_{\max h} = 5,0 \text{ m}^3/\text{h}$,

$Q_{\text{śr d}} = 120 \text{ m}^3/\text{d}$,

$Q_{\max r} = 40\,000 \text{ m}^3/\text{rok}$.

II.4.1.3. Stężenia zanieczyszczeń w ściekach przemysłowych (odsoliny i odmuliny) wprowadzanych do urządzeń technologicznych TAURON Wytwarzanie S.A. Oddział Elektrownia Stalowa Wola nie mogą przekraczać najwyższych dopuszczalnych wartości:

- chlorki (mgCl/l) 1000,
- siarczany (mgSO_4/l) 500,
- zawiesiny ogólne (mg/l) 35,

II.4.1.4. Stężenia zanieczyszczeń w ściekach przemysłowych z mycia posadzek i utrzymania czystości wprowadzanych do urządzeń technologicznych TAURON Wytwarzanie S.A. Oddział Elektrownia Stalowa Wola nie mogą przekraczać najwyższych dopuszczalnych wartości:

- zawiesiny ogólne (mg/l) 35,
- węglowodory ropopochodne (mg/l) 15."

I.8. Punkt III.5. otrzymuje brzmienie:

„III.5. Parametry charakteryzujące pracę instalacji określające moment zakończenia rozruchu i moment rozpoczęcia wyłączania instalacji:

Tabela 10

Wartości parametrów operacyjnych lub specyficzne procesy świadczące o zakończeniu okresu rozruchu	Wartości parametrów operacyjnych lub specyficzne procesy świadczące o rozpoczęciu początku okresu wyłączenia
Blok gazowo-parowy	
40% mocy nominalnej wydajności bloku	Praca bloku poniżej 40% mocy
Praca turbiny gazowej w trybie niskoemisyjnym	Praca palników turbiny gazowej w trybie nie niskoemisyjnym
Przepływ paliwa powyżej $44600 \text{ Nm}^3/\text{h}^*$	Przepływ paliwa poniżej $44600 \text{ Nm}^3/\text{h}^*$
Kotły wodne 36 MW_t	
Moc użyteczna kotła $> 14,4 \text{ MW}$	Moc użyteczna kotła $< 14,4 \text{ MW}$
Temperatura spalin za kotłem $> 110^\circ\text{C}$	Temperatura spalin za kotłem $< 110^\circ\text{C}$
Kocioł wodny 12 MW_t	
Moc użyteczna kotła $> 4,8 \text{ MW}$	Moc użyteczna kotła $< 4,8 \text{ MW}$
Temperatura spalin za kotłem $> 110^\circ\text{C}$	Temperatura spalin za kotłem $< 110^\circ\text{C}$
Kocioł parowy 10 MW_t	
Ciśnienie pary na wylocie z kotła $> 1,4 \text{ MPa}$	Ciśnienie pary na wylocie z kotła $< 1,4 \text{ MPa}$
Temperatura spalin za kotłem $> 110^\circ\text{C}$	Temperatura spalin za kotłem $< 110^\circ\text{C}$

*przy temp. -16°C – dla temp. wyższych wartość będzie malała

Za koniec rozruchu BGP lub kotłów uznaje się moment, w którym spełnione są co najmniej dwa spośród wskazanych powyżej kryteriów."

I.9. W podpunkcie IV.1.1. Tabela 11 otrzymuje brzmienie:

Tabela 11

Emitor		Wysokość emitora [m]	Średnica emitora u wylotu [m]	Prędkość gazów na wylocie z emitora* [m/s]	Temperatura gazów odlotowych na wylocie emitora* [K]	Czas pracy emitora [h/rok]
E-1		60,0	7,0	21,71	353	8000
E-2 (trójprzewodowy)	E-2/1	30,0	1,4	9,9	393	760
	E-2/2	30,0	1,4	9,9	393	760
	E-2/3	30,0	1,4	9,9	393	760
E-3 (dwuprzewodowy)	E-3/1	30,0	0,8	10,11	393	760
	E-3/2	30,0	0,8	8,43	393	760

* wartość informacyjna parametru, uwzględniona w modelowaniu rozprzestrzeniania się zanieczyszczeń

I.10. Podpunkt IV.1.2. otrzymuje brzmienie:

„IV.1.2. Warunki wprowadzania gazów i pyłów do powietrza

IV.1.2.1. Zanieczyszczenia z procesu spalania w:

- bloku gazowo-parowym wprowadzane będą do powietrza emitorem E-1,
- w 3 kotłach wodnych, każdy po 37,9 MW_t wprowadzane będą do powietrza trójprzewodowym emitorem E-2 z tym, że każdy z kotłów podłączony będzie do oddzielnego przewodu o parametrach jak w Tabeli 11,
- w kotle wodnym 12,6 MW_t i parowym 10,5 MW_t wprowadzane będą do powietrza dwuprzewodowym emitorem E-3 z tym, że każdy z kotłów podłączony będzie do oddzielnego przewodu o parametrach jak w Tabeli 11.

IV.1.2.2. W procesie spalania jako paliwo wykorzystywany będzie gaz ziemny z grupy E o normowanych parametrach.

IV.1.2.3. W komorze spalania bloku gazowo-parowego zastosowane zostaną palniki niskoemisyjne, suche (DLN), a w kotłach wodnych i parowych – rekuperatory spalin (FGR).”

I.11. W podpunkcie IV.3.1. Tabela 14 otrzymuje brzmienie:

Tabela 14

Lp.	Kod źródła	Lokalizacja źródła	Czas pracy źródła [h]	
			Pora dzienna	Pora nocna
Źródła typu „BUDYNEK”				
1.	B1	Budynek generatora turbiny gazowej	16	8
2.	B2	Budynek turbozespołu parowego	16	8
3.	B3	Budynek pomp wody sieciowej	16	8
4.	B4	Budynek kotła odzyskowego	16	8
5.	B5	Budynek pomp wody zasilającej	16	8
6.	B6	Budynek stacji przygotowania gazu	16	8
7.	B7	Budynek elektryczny z nastawnią	16	8
8.	B8	Budynek RZC w okresie postoju BGP	16	8
9.	B9	Budynek stacji przygotowania gazu w okresie postoju BGP	16	8
Źródła typu „PUNKTOWEGO”				

10.	W1	Transformator blokowy TG	16	8
11.	W2	Transformator odczepowy TG	16	8
12.	W3	Transformator blokowy TP	16	8
13.	W4	Transformator odczepowy TP	16	8
14.	W5	Wentylator wentylacji hali TG	16	8
15.	W6	Wentylator wentylacji hali TG	16	8
16.	W7	Wentylator wentylacji hali TG	16	8
17.	W8	Wentylator wentylacji hali TG	16	8
18.	W9	Wentylator wentylacji hali TG	16	8
19.	W10	Wentylator wentylacji hali TG	16	8
20.	W11	Wentylator wentylacji hali TG	16	8
21.	W12	Wentylator wentylacji hali TG	16	8
22.	W13	Wentylator wentylacji hali TG	16	8
23.	W14	Centrala nawiewu wentylacji hali TG	16	8
24.	W15	Centrala nawiewu wentylacji hali TG	16	8
25.	W16	Centrala nawiewu wentylacji hali TG	16	8
26.	W17	Wyrzut powietrza ze sprężarki	16	8
27.	W18	Skrapacz	16	8
28.	W19	Centrala wentylacyjna	16	8
29.	W20	Agregat grzewczo-wentylacyjny	16	8
30.	W21	Wentylator dachowy	16	8
31.	W22	Wentylator dachowy	16	8
32.	W23	Wentylator dachowy	16	8
33.	W24	Wyrzut spalin z komina BGP	16	8
34.	W25	Czerpnia powietrza BGP	16	8

I.12. Podpunkt IV.4.6. otrzymuje brzmienie:

„**IV.4.6.** Ścieki przemysłowe wprowadzane będą do urządzeń technologicznych TAURON Wytwarzanie S.A. Oddział Elektrownia Stalowa Wola.”

I.13. Punkt od VI.2. otrzymuje brzmienie:

„VI.2. Monitoring emisji gazów i pyłów do powietrza

VI.2.1. Stanowiska umożliwiające wykonywanie pomiarów kontrolnych i okresowych emisji zanieczyszczeń do powietrza będą usytuowane na emitorach E-1, E-2 (oddzielnie na każdym przewodzie E-2/1, E-2/2, E-2/3) oraz E-3 (oddzielnie na każdym przewodzie E-3/1 i E-3/2).

VI.2.2. Stanowiska pomiarowe będą na bieżąco utrzymywane w stanie umożliwiającym prawidłowe wykonywanie pomiarów emisji oraz zapewniającym zachowanie wymogów BHP.

VI.2.3. Emisor E-1 (BGP) oraz emisor E-2 (oddzielnie na każdym przewodzie E-2/1, E-2/2, E-2/3) zostaną wyposażone w instalacje do ciągłego pomiaru emisji zanieczyszczeń do powietrza wchodzące w skład systemu pomiarów ciągłych – AMS (z przesyłem, przetwarzaniem i rejestracją danych w systemie kontroli i nadzoru spalania).

VI.2.4. Od momentu uruchomienia monitoring emisji zanieczyszczeń do powietrza z turbiny BGP oraz kotłów K-1, K-2 i K-3 należy prowadzić w następującym zakresie:

A. ciągły pomiar emisji dla następujących substancji:

- tlenki azotu (w przeliczeniu na NO₂),
- tlenek węgla,

B. okresowy pomiar emisji zanieczyszczeń do powietrza z turbiny BGP dla następujących substancji:

- pył,
- dwutlenek siarki.

VI.2.5. Pomiar ciągły o którym mowa pkt 2.4. obejmował będzie również:

- zawartość tlenu w gazach odlotowych,
- prędkość przepływu gazów odlotowych lub ciśnienie dynamiczne gazów odlotowych,
- temperaturę gazów odlotowych w przekroju pomiarowym,
- ciśnienie statyczne lub bezwzględne gazów odlotowych,
- wilgotność bezwzględną gazów odlotowych lub stopień zwilżenia gazów odlotowych.

VI.2.6. System do ciągłych pomiarów emisji będzie poddawany okresowo procedurze kalibracji i walidacji.

VI.2.7. Operator będzie prowadził rejestr czynności konserwacyjnych, kalibracyjnych oraz walidacyjnych.

VI.2.8. Instalacja wyposażona będzie w urządzenia kontrolno – pomiarowe wymagane prawem, monitorujące na bieżąco jakość spalin. Zakres i częstość prowadzenia pomiarów określają aktualnie obowiązujące przepisy prawa.

VI.2.9. Pomiary emisji substancji do środowiska należy wykonywać metodami zgodnymi z wymaganiami prawnymi oraz normami ogólnymi i szczegółowymi PN i EN

VI.2.10. W przypadku awarii należy postępować zgodnie z zatwierdzonymi instrukcjami stanowiskowymi bhp i obsługi poszczególnych urządzeń.”

I.14. Punkt VI.5. otrzymuje brzmienie:

„VI.5. Monitoring ilości i jakości wód pochłódniczych

VI.5.1. Prowadzone będą pomiary i rejestrowana ilość i jakość odprowadzanych wód pochłódniczych za pomocą:

- odczytu przepływomierza zlokalizowanego na rurociągu tłocznym wody do celów chłodniczych między budynkiem elektrycznym, a maszynownią turbiny parowej pomniejszonego o sumę wskazań przepływomierzy zlokalizowanych na rurociągu poboru wody przeciwpożarowej i na rurociągu poboru wody układu spustów i odwodnień z częstotliwością co najmniej raz na dobę
- punkt kontroli ścieków wód pochłódniczych – na kolektorze odprowadzającym wody pochłódnicze do kanału zrzutowego TAURON Wytwarzanie S.A. Oddział Elektrownia Stalowa Wola,
- zakres monitoringu: we wskaźnikach określonych w punkcie II.4.2.2,
- częstotliwość monitoringu ilości wód pochłódniczych: co najmniej 1 x dobę,
- częstotliwość monitoringu jakości wód pochłódniczych: co najmniej 1 x 2 miesiące.”

II. Pozostałe warunki decyzji pozostają bez zmian.

Uzasadnienie

Wnioskiem z dnia 12 marca 2019 r., znak: ZSZ/974/2019 Elektrociepłownia Stalowa Wola S.A., ul. Energetyków 13, 37-450 Stalowa Wola (REGON 000349868, NIP 8652527861), reprezentowana przez pełnomocnika Piotra Szyszkę, wystąpiła o zmianę decyzji Marszałka Województwa Podkarpackiego z dnia 26 lutego 2016 r., znak: OS.I.7222.37.1.2015.DW, zmienionej decyzją Marszałka Województwa Podkarpackiego z dnia 27 kwietnia 2018 r., znak: OS-I.7222.4.2.2018.DW, udzielającej Spółce pozwolenia zintegrowanego na prowadzenie instalacji do spalania paliw/ bloku gazowo – parowego o nominalnej mocy dostarczonej w paliwie 772,11 MW_t.

Informacja o przedmiotowym wniosku umieszczona została w publicznie dostępnym wykazie danych o dokumentach zawierających informacje o środowisku i jego ochronie pod numerem 209/2019.

Instalacja wymaga pozwolenia zintegrowanego, gdyż klasyfikuje się zgodnie z 1 pkt 1 załącznika do rozporządzenia Ministra Środowiska z dnia 27 sierpnia 2014 r. w sprawie rodzajów instalacji mogących powodować znaczne zanieczyszczenie poszczególnych elementów przyrodniczych albo środowiska jako całości (Dz. U. z 2014 r. poz. 1169) do instalacji do spalania paliwa o nominalnej mocy nie mniejszej niż 50 MW_t.

Organem właściwym do zmiany przedmiotowego pozwolenia jest marszałek województwa na podstawie art. 378 ust. 2a ustawy Prawo ochrony środowiska w związku z § 2 ust 1 pkt 3 rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 26 września 2019 r. w sprawie przedsięwzięć mogących znacząco oddziaływać na środowisko (Dz. U. z 2019 r. poz. 1839).

W związku ze stwierdzonymi brakami formalnymi (brak załączonego dowodu uiszczenia opłaty rejestracyjnej oraz brak zaświadczenia o niekaralności prowadzącego instalację) wezwano Zakład do ich usunięcia wezwaniem z dnia 28 marca 2019 r. Brakujące załączniki przedłożone zostały Marszałkowi Województwa Podkarpackiego przy piśmie z dnia 12 kwietnia 2019 r., znak: ZSZ/1386/2019

Pismem z dnia 23 kwietnia 2019 r. znak: OS-I.7222.33.1.2019.MH zawiadomiono o wszczęciu postępowania administracyjnego w sprawie zmiany pozwolenia zintegrowanego.

Zgodnie z art. 218 ustawy Prawo ochrony środowiska Marszałek Województwa Podkarpackiego zapewnił możliwość udziału społeczeństwa w postępowaniu, na zasadach i w trybie określonym w ustawie 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 2018 r. poz. 2081 ze zm.). Ogłoszenie o wniosku w sprawie zmiany przedmiotowego pozwolenia było dostępne przez 30 dni (6 maja 2019 r. – 5 czerwca 2019 r.) na tablicy ogłoszeń Elektrociepłowni Stalowa Wola S.A., na stronie internetowej i tablicy ogłoszeń Urzędu Miasta Stalowej Woli, oraz na stronie internetowej i tablicy ogłoszeń Urzędu Marszałkowskiego Województwa Podkarpackiego w Rzeszowie. W okresie udostępniania wniosku nie wniesiono żadnych uwag i wniosków.

Zgodnie z art. 209 ust. 1 ustawy Prawo ochrony środowiska wersja elektroniczna przedmiotowego wniosku przesłana została Ministrowi Środowiska za pomocą środków komunikacji elektronicznej w dniu 28 marca 2019 r.

Po szczegółowym zapoznaniu się z przedłożoną dokumentacją stwierdzono, że wniosek nie przedstawia w sposób dostateczny wszystkich zagadnień istotnych z punktu widzenia ochrony środowiska, wynikających z art. 184 i art. 208 ustawy Prawo ochrony środowiska. W związku z powyższym postanowieniem z dnia 13 maja 2019 r., znak: OS-I.7222.33.1.2019.DW wezwano Spółkę do uzupełnienia wniosku.

Wniosek nie zawierał analizy oddziaływania akustycznego instalacji IPPC na tereny objęte ochroną przed hałasem, określone w art. 113 ust. 2 pkt 1) ustawy Prawo ochrony środowiska.

Uzupełnienie do wniosku zostało przedłożone przy piśmie z dnia 29 maja 2019 r. znak: PS-08/19. Po analizie uzupełnienia uznano, że wniosek spełnia wymogi art. 184 i art. 208 ustawy Prawo ochrony środowiska.

Działając na podstawie art. 183c ust. 2 ustawy Prawo ochrony środowiska pismem z dnia 8 maja 2019 r., znak: OS-I.7222.33.1.2019.DW Marszałek Województwa Podkarpackiego wystąpił do Komendanta Powiatowej Państwowej Straży Pożarnej w Stalowej Woli o przeprowadzenie na terenie przedmiotowej instalacji kontroli w przedmiocie spełnienia wymagań określonych w przepisach o ochronie przeciwpożarowej, oraz w zakresie zgodności z warunkami ochrony przeciwpożarowej, o których mowa w operacie przeciwpożarowym.

Postanowieniem z dnia 18 września 2019 r., znak: PZ.5560.5-3.2019 Komendant Państwowej Straży Pożarnej w Stalowej Woli poinformował Marszałka Województwa Podkarpackiego, że w Zakładzie spełnione zostały wymagania określone w przepisach o ochronie przeciwpożarowej oraz wymagania zawarte w operacie przeciwpożarowym.

Wprowadzone zmiany dotyczą rozbudowy Elektrociepłowni wyposażonej w blok gazowo – parowy (BGP) o mocy cieplnej 772,11 MW_t o dodatkową kotłownię pomocniczą o mocy cieplnej dostarczonej w paliwie 136,8 MW_t stanowiącej rezerwowe źródło ciepła (RZC). Kotłownia rezerwowa składać się będzie z 4 kotłów wodnych (K-1, K-2, K-3 i K-4) oraz jednego kotła parowego (K-5) i eksploatowana będzie wyłącznie w okresach postoju bloku gazowo-parowego tj. w warunkach normalnych 760 h/rok.

Blok gazowo-parowy z kotłownią RZC jest instalacją spalania paliw, w której w procesie produkcji energii cieplnej i elektrycznej spalany będzie wyłącznie gaz ziemny z grupy E. Kotły kotłowni rezerwowej to 3-ciągowe kotły płomienicowo-płomieniówkowe o wysokiej sprawności cieplnej, wyposażone w ekonomizery (dodatkowe wymienniki ciepła) podnoszące sprawność. W urządzeniach tych woda zasilająca kotły podgrzewana będzie spalinami z kotłów.

Kotły źródła rezerwowego będą podłączone do dwóch wieloprzewodowych kominów w następujący sposób:

- emitor E-2 (trójprzewodowy): 3 kotły wodne, każdy o mocy nominalnej 37,9 MW_t podłączony do oddzielnego przewodu,
- emitor E-3 (dwuprzewodowy): 1 kocioł wodny o mocy nominalnej 12,5 MW_t i jeden kocioł parowy o mocy nominalnej 10,5 MW_t, każdy podłączony do oddzielnego przewodu.

Powstaną w ten sposób dwa źródła:

- duże źródło spalania (LCP) blok gazowo – parowy (BGP) opalany gazem ziemnym,

- oraz kotłownia pomocnicza stanowiąca rezerwowe źródło ciepła (RZC) składająca się ze dużego źródła spalania (LCP) – kotły K-1, K-2 i K-3 oraz średnie źródło spalania (MCP) – składające się z kotłów K-4 i K-5.

W przedłożonej dokumentacji Spółka zawnioskowała o:

- rozszerzenie definicji instalacji o źródła kotłowni pomocniczej stanowiącej rezerwowe źródło ciepła,
- dostosowanie poziomów emisji NO_x oraz poziomu wskaźnikowego CO do wartości określonych w 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,
- określenie poziomów emisji dla kotłowni RZC,
- weryfikacja zapisów w pozwoleniu związanych z odprowadzaniem ścieków,
- zmianę terminu uruchomienia instalacji spalania paliw.

Uruchomienie kotłowni rezerwowej RZC spowoduje wzrost emisji substancji do powietrza (całkowita roczna emisja zanieczyszczeń do powietrza zwiększy się o 1%).

W związku z dostosowaniem instalacji do wymagań konkluzji BAT koniecznym było ustalenie wielkości emisji dwutlenku azotu na poziomie zgodnym z poziomem określonym w BAT-AELs.

W pozwoleniu zweryfikowano wielkości emitowanych zanieczyszczeń do powietrza na poszczególnych źródłach instalacji oraz czasy ich pracy.

W dokumentacji wykazano, że emisja substancji zanieczyszczających nie powoduje przekroczeń standardów jakości powietrza, wartości odniesienia substancji w powietrzu oraz standardów emisyjnych określonych w rozporządzeniu Ministra Środowiska z dnia 24 sierpnia 2012 r. w sprawie poziomów niektórych substancji w powietrzu, rozporządzeniu Ministra Środowiska z dnia 26 stycznia 2010 r. w sprawie wartości odniesienia dla niektórych substancji w powietrzu oraz 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.

W pozwoleniu określono wielkość dopuszczalnej emisji pyłów i gazów do powietrza w warunkach normalnego funkcjonowania instalacji, zgodnie z art. 188 ust. 2 ustawy Prawo ochrony środowiska. We wniosku wykazano, że emisja pyłów i gazów wprowadzanych do powietrza z instalacji nie spowoduje przekroczeń dopuszczalnych norm jakości powietrza poza granicami terenu, do którego prowadzący instalację posiada tytuł prawny.

Po uruchomieniu instalacja wyposażona będzie w system ciągłego monitoringu – konkluzje emisji zanieczyszczeń posiadający aparaturę pomiarową, mierzącą substancje oraz parametry określone w rozporządzeniu Ministra Środowiska z dnia 30 października 2014r. w sprawie wymagań w zakresie prowadzenia pomiarów wielkości emisji oraz pomiarów ilości pobieranej wody (Dz. U. z 2014 r., poz. 1542 ze zm.), zgodnie z określonymi w nim metodykami referencyjnymi dla wykonywania pomiarów ciągłych. Wykonywane przez analizatory pomiary ilościowe zapewniają ciągły pomiar następujących zanieczyszczeń: NO_x, CO. Pomiar ciągły obejmuje również pomiary: prędkości przepływu spalin, ich wilgotności, temperatury i ciśnienia. W instalacji prowadzone będą również pomiary okresowe pyłu oraz SO₂ zgodnie z wymogami wyżej wymienionego rozporządzenia.

Nie wyrażono zgody na żądanie strony odnośnie wykreślenia z pozwolenia warunków wprowadzania ścieków przemysłowych do kanalizacji TAURON Wytwarzanie S.A. Oddział Elektrownia Stalowa Wola.

Zgodnie z wyjaśnieniami zawartymi we wniosku, ścieki przemysłowe stanowią mieszaninę ścieków przemysłowych ze spustów odmulających i odwadniających, z utrzymania czystości oraz wód opadowych. Ścieki odprowadzane są dwoma wylotami: jeden z budynku bloku gazowo-parowego, a drugi z budynku rezerwowego źródła ciepła do urządzeń oczyszczających będących własnością TAURON Wytwarzanie S.A. Oddział Elektrownia Stalowa Wola, skąd po oczyszczeniu wprowadzane będą jako woda do obiegów technologicznych o mniejszych wymaganiach jakościowych. Ścieki nie będą odprowadzane do środowiska, ponieważ są w całości wykorzystywane w układach kotłowych Elektrowni. W związku z tym Spółka zawnioskowała o usunięcie zapisów dotyczących ilości ścieków odprowadzanych z instalacji.

Ponieważ substancje, o których mowa powyżej przed wprowadzeniem do urządzeń technologicznych TAURON Wytwarzanie S.A. Oddział Elektrownia Stalowa Wola trafiają do urządzeń kanalizacyjnych, spełniają one definicję ścieków przemysłowych, określoną w art. 16 pkt 64) ustawy z dnia 20 lipca 2017 r. Prawo wodne (Dz. U. z 2018 r. poz. 2268 ze zm.). W myśl zapisów art. 211 ust. 6 pkt 7) ustawy Prawo ochrony środowiska w pozwoleniu zintegrowanym określa się ilość, stan i skład ścieków przemysłowych, o ile ścieki nie będą wprowadzane do wód lub do ziemi, w związku z tym nie jest możliwe wykreślenie zapisów punktu II.4.1. z pozwolenia zintegrowanego.

Analizę instalacji pod kątem najlepszych dostępnych technik przeprowadzono w oparciu o Konkluzje dotyczące najlepszych dostępnych technik (BAT) w odniesieniu do dużych obiektów energetycznego spalania zgodnie z dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE, wprowadzone decyzją wykonawczą Komisji Europejskiej nr 2017/1442 z dnia 31.07.2017. Zakres oceny ograniczono do dużych obiektów spalania opalanych gazem ziemnym tj. CCGT z CHP oraz kotłów gazowych:

1.1. Systemy zarządzania środowiskowego.

BAT 1 – Poprawa efektywności środowiskowej poprzez wdrożenie i przestrzeganie systemu zarządzania środowiskowego zawierającego cechy (techniki):	
Technika BAT ogłoszona w Konkluzjach	Technika wdrożona
I. zaangażowanie kierownictwa, w tym kadry wyższego szczebla	Wdrożony system zarządzania składa się z 9 procedur realizujących w części wymagania BAT 1. Część wymagań punktów III i IV regulują procedury: P4 Szkolenia. P7 Identyfikacja oraz dostęp do wymagań prawnych i innych. P8 Strategia zarządzania ryzykiem w projekcie P9 Strategia zarządzania komunikacją w projekcie.
II. określenie przez kierownictwo polityki środowiskowej, która obejmuje ciągłe doskonalenie efektywności środowiskowej instalacji,	
III. planowanie i ustalanie niezbędnych procedur, celów i zadań w powiązaniu z planami finansowymi i inwestycyjnymi,	
IV. wdrożenie procedur wykonawczych z uwzględnieniem:	
- struktury i odpowiedzialności, - szkoleń podnoszących kompetencje, - komunikacji, - zaangażowania pracowników, - skutecznej kontroli procesów, - obsługi technicznej,	

- gotowości i przygotowania na sytuacje awaryjne, - zapewnienia zgodności z przepisami prawnymi.	
V. sprawdzanie efektywności i podejmowanie działań naprawczych z uwzględnieniem: - monitorowania i pomiarów, - działań naprawczych i zapobiegawczych, - prowadzenia zapisów i rejestracji, - niezależnego (jeżeli to jest możliwe) audytu wewnętrznego i zewnętrznego w celu określenia skuteczności utrzymywania systemu zarządzania środowiskowego.	Wdrożony system zarządzania realizuje: P1 Nadzór nad dokumentami. P2 Audyt wewnętrzny. P3 Działania korygująco-zapobiegawcze.
VI. przegląd systemu zarządzania środowiskowego przeprowadzany przez najwyższe kierownictwo pod kątem przydatności, efektywności i skuteczności.	W ramach wdrożonego systemu zarządzania wykonywany jest przegląd wprowadzonych procedur, ich przydatności i skuteczności na etapie realizacji inwestycji. P8 Strategia zarządzania ryzykiem w projekcie P9 Strategia zarządzania komunikacją w projekcie.
VII. podążanie za rozwojem czystszych technologii.	Instalacje BGP i RZC realizowane są w oparciu o technologię opracowaną na bazie restrykcyjnych wymagań oraz z zastosowaniem najczystszej obecnie paliwa energetycznego. Po zakończeniu inwestycji wymaganie realizowane będzie w Przeglądzie Kierownictwa systemu zarządzania jako element analizy porównawczej.
VIII. uwzględnienie – na etapie projektowania nowego obiektu i przez cały okres jego użytkowania - wpływu na środowisko wynikającego z ostatecznego wycofania instalacji z użytkowania obejmujące: - unikanie stosowania konstrukcji podziemnych, - wyprowadzenie właściwości ułatwiających demontaż, - dobór wykończeń powierzchni, które można łatwo odkażać, - zastosowanie konfiguracji sprzętu, która ogranicza do minimum zatrzymywanie chemikaliów i ułatwia opróżnianie lub czyszczenie, - projektowanie elastycznego, samodzielnego sprzętu, który umożliwi stopniowe zamykanie, - stosowanie, na ile to możliwe, materiałów ulegających biodegradacji i nadających się do recyklingu.	Na I etapie realizacji inwestycji tj. projektowania i budowy bloku gazowo-parowego uwzględniono techniki BAT i wymagania zawarte w dokumentach referencyjnych (BREF) dla dużych obiektów spalania oraz przemysłowych systemów chłodzenia. Najlepsze techniki i wymagania zawarto w obecnie obowiązujących Konkluzjach BAT, które zastąpiły BREF w niektórych obszarach. BREF dla LCP został zastąpiony w całości. II etap realizacji tj. kotłownia rezerwowego źródła ciepła (RZC) realizowana jest na etapie projektu z uwzględnieniem Konkluzji BAT. Wszystkie z wymagań na obu etapach projektowania instalacji zostały uwzględnione. W żadnym z etapów nie uwzględniono materiałów budowlanych i konstrukcyjnych ulegających biodegradacji. Wszystkie materiały mogą być poddane recyklingowi lub innemu rodzajowi odzysku.
IX. regularne stosowanie sektorowej analizy porównawczej.	Analiza porównawcza (Benchmarking) technik zarządzania oraz stosowanych technik technologicznych będzie prowadzona w ramach Przeglądu Kierownictwa systemu zarządzania po uruchomieniu instalacji. Analizie poddawane będą wszystkie procesy systemu zarządzania, zgodności z wymaganiami prawnymi oraz wymagane z tym działania korygujące.
X. programy zapewniania jakości/kontroli jakości w celu zagwarantowania, aby właściwości	Kontrola jakości dostarczanego systemowo paliwa gazowego prowadzona będzie na podstawie udostępnianych przez Operatora Gazociągów

wszystkich paliw były w pełni określone i kontrolowane.	Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A. wyników analiz w punkcie przesyłowym, z którego zasilane będzie ECSW. Ponadto na zasilaniu turbiny gazowej zainstalowany będzie chromatograf gazowy, który w sposób ciągły mierzył będzie parametry dostarczanego paliwa, w zakresie pozwalającym na ciągłą regulację i optymalizację spalania w komorze BGP. Na podstawie porównania uśrednionych danych w okresach możliwa będzie weryfikacja parametrów jakościowych dostarczanego paliwa.
XI. plan zarządzania w celu ograniczenia emisji do powietrza lub wody w warunkach innych niż normalne warunki użytkowania, obejmujący okresy rozruchu i wyłączenia.	Program zarządzania nie jest wymagany. W warunkach normalnego funkcjonowania zespołu BGP i RZC rozruch i zatrzymanie BGP prognozuje się 1 raz/rok. Uruchomienie źródeł RZC zależne jest od temperatur zewnętrznych i zapotrzebowania zewnętrznego. W obu przypadkach emisja do powietrza przy rozruchu i zatrzymaniu źródeł będzie niższa od emisji przy maksymalnym obciążeniu tych źródeł, które rozpatrywane były analizie oddziaływania/rozprzestrzeniania emitowanych substancji. Instalacja nie jest źródłem ścieków odprowadzanych do środowiska. Ścieki z odmulania i odsalania, prac porządkowych są odprowadzane razem z wodami deszczowymi z terenu ECSW do układu technologicznego TW ESW, w którym mieszają się ze jej ściekami. Po podczyszczeniu ścieków kierowane są do wykorzystania w mniej wymagających obiegach wodnych TW ESW. Żadna część ścieków nie jest odprowadzana do wód/środowiska.
XII. plan gospodarki odpadami w celu unikania powstawania odpadów, przygotowywania odpadów do ponownego użycia, poddawania ich recyklingowi lub odzyskiwania w inny sposób, łącznie z wykorzystaniem technik podanych w BAT 16.	Plan gospodarki odpadami nie jest wymagany. W warunkach normalnego funkcjonowania zespołu BGT i RZC nie są wytwarzane odpady procesowe. Przewiduje się badanie jakości olejów turbinowych oraz olejów transformatorowych. Na podstawie tych badań realizowana będzie ich wymiana na nowy (prognozowane wymiany: transformator 1 x 20 lat, turbina gazowa 1 x 6 lat, turbina parowa 1 x 20 lat). Wymienione oleje będą poddawane recyklingowi przez podmioty zewnętrzne.
XIII. systematyczną metodę identyfikacji potencjalnych niekontrolowanych lub nieplanowanych emisji do środowiska i radzenia sobie z nimi, w szczególności: - emisji do gleby i wód podziemnych pochodzących z gospodarowania paliwami, dodatkami, produktami ubocznymi i odpadami oraz ich magazynowaniem, - emisji związanych z samonagrzewaniem lub samozapłonem paliwa w trakcie działań związanych z magazynowaniem i gospodarowaniem.	W instalacji BGP z RZC dotyczy tylko w obszarze emisji do gleby i wód podziemnych. Zastosowane zabezpieczenia polegają na: - budynki instalacji posiadać będą szczelną posadzkę, - wszystkie urządzenia zawierające substancje niebezpieczne wyposażone będą w wanny wychwytowe o pojemności pozwalających przejąć całkowitą ilość substancji, - urządzenia i rurociągi związane z odprowadzaniem ścieków będą utrzymywane we właściwym stanie technicznym, - prowadzony będzie systematyczny nadzór i kontrola ochrony gleb, wód gruntowych i ziemi poprzez monitoring miejsc służących do

	przechowywania, przeładunku lub składowania substancji, odpadów lub surowców.
XIV. plan gospodarki pyłem, aby zapobiegać emisjom rozproszonym lub jeżeli nie jest to wykonalne, aby ograniczać emisje wtórne z załadunku, rozładunku, magazynowania lub gospodarowania paliwami, pozostałościami i dodatkami.	Nie dotyczy instalacji BGP z RZC.
XV. plan zarządzania hałasem, w przypadku gdy spodziewana jest lub utrzymuje się uciążliwość hałasu w punktach podlegających ochronie, w tym: - protokół do celów prowadzenia monitorowania hałasu na granicy obiektu, - program redukcji hałasu, - protokół reagowania na incydenty związane z hałasem zawierający odpowiednie działania i harmonogram, - przegląd historycznych incydentów związanych z hałasem, działań naprawczych oraz upowszechnianie wiedzy na temat incydentów związanych z hałasem wśród poszkodowanych stron.	Obiekty BGP i RZC zostały zaprojektowane i budowane z uwzględnieniem niezbędnych zabezpieczeń przeciwhałasowych elementów zewnętrznych instalacji. Po uruchomieniu instalacji jednym z elementów odbioru inwestycji będą pomiary kontrolne hałasu w punktach kontrolnych na granicy strefy chronionej akustycznie. W przypadku różnicy < 3 dBA pomiędzy pomiarem przy normalnej eksploatacji oraz tłem akustycznym przeprowadzona zostanie analiza obliczeniowa oddziaływania. Monitoring realizowany będzie zgodnie z wymaganiami prawnymi w oparciu o metodykę referencyjną. Incydenty związane z hałasem mogą wynikać podczas awarii. Rejestrowane będą w ramach procedury działań korygujących i naprawczych w systemie zarządzania.
XVI. w przypadku spalania, zgazowania lub współspalania substancji o przykrym zapachu plan zarządzania zapachami obejmujący: - protokół monitorowania zapachów, - w razie potrzeby program eliminacji zapachu w celu identyfikacji i eliminowania lub ograniczania emisji zapachu, - protokół służący do rejestrowania incydentów związanych z zapachem oraz odpowiednie działania i harmonogram, - przegląd historycznych incydentów związanych z zapachem, działań naprawczych oraz upowszechnianie wiedzy na temat incydentów związanych z zapachem wśród poszkodowanych stron.	Nie dotyczy instalacji BGP z RZC.

1.2 Ogólne zasady monitorowania.

BAT 2 – Określenie sprawności jednostek spalania po oddaniu do użytkowania lub każdej modyfikacji w oparciu o normy EN. Jeżeli normy EN nie są dostępne jako BAT dopuszczalne jest stosowanie innych zapewniających uzyskanie danych o równorzędnej jakości naukowej.	
Technika BAT ogłoszona w Konkluzjach	Technika wdrożona
Badania sprawności cieplnej jednostek oddanych do użytkowania	BGP: badania sprawności elektrycznej netto, określenie jednostkowego zużycia paliwa netto planowane jest po oddaniu po oddaniu bloku do eksploatacji. Nie jest planowane badanie sprawności CHP. Ciepło do sieci odbiorców stanowi tylko część ciepła produkowanego przez BGP jako ciepło odpadowe i będzie określone obliczeniowo jako oszczędność energii pierwotnej w wyniku kogeneracji.

	RZC: badania sprawności cieplnej poszczególnych kotłów zostaną przeprowadzone przy możliwych do osiągnięcia obciążeniach. Badania zostaną uzupełnione obliczeniami w celu określenia sprawności przy pełnym obciążeniu.
Badania sprawności po zmianie modyfikującej, mającej wpływ znaczący na sprawność cieplną	Badania sprawności po modyfikacjach BGP lub źródeł RZC, które mają wpływ na tą sprawność stanowią nieodłączny element oceny modernizacji. Badania przeprowadzane będą w ten sam sposób jak badania jednostek oddanych do użytkowania.
BAT 3 – Monitorowanie kluczowych parametrów procesu mających zastosowanie w przypadku emisji do powietrza i wody łącznie z poniższymi:	
Przepływ spalin	W BGP i kotłach 36MW zastosowany będzie pomiar ciągły z przesyłem, przetwarzaniem i rejestracją danych w zaawansowanym systemie kontroli i nadzoru spalania, którego elementem będzie system pomiarów ciągłych (AMS) emisji do powietrza. Przepływ spalin na podstawie pomiarów ciągłych ciśnienia dynamicznego i statycznego. Pomiar tlenu wg PN-EN 14789:2017-04 Emisja ze źródeł stacjonarnych - Oznaczanie stężenia objętościowego tlenu - Standardowa metoda odniesienia: Paramagnetyzm.
Pomiar zawartość tlenu	
Pomiar temperatury spalin	
Pomiar ciśnienia	
Pomiar zawartość pary wodnej	Pomiar nie jest wymagany w sytuacji osuszania gazów spalinowych przed wprowadzeniem do analizatora.
Pomiar przepływu ścieków z oczyszczania spalin	Nie dotyczy instalacji BGP i RZC. W instalacji nie jest planowane oczyszczanie spalin metodami wtórnym.
Pomiar pH ścieków z oczyszczania spalin	
Pomiar temperatury ścieków z oczyszczania spalin	
BAT 4 - Monitorowanie emisji do powietrza, częstotliwość oraz normy EN. Jeżeli normy EN nie są dostępne jako BAT dopuszczalne jest stosowanie innych zapewniających uzyskanie danych o równorzędnej jakości naukowej.	
NH₃ – amoniak przy stosowaniu odazotowania SCR lub SNCR wymagany jest pomiar ciągły, z zaleceniem stosowania norm ogólnych EN	Nie wymagany. Techniki SNRR lub SCR nie są zastosowane.
NO_x – tlenki azotu, przy spalaniu gazu ziemnego wymagany jest pomiar ciągły, z zaleceniem stosowania norm ogólnych EN	Zainstalowany system pomiarów ciągłych (AMS) mierzył będzie NO _x zgodnie z normą: PN-EN 14792:2017-04 „Emisja ze źródeł stacjonarnych - Oznaczanie stężenia masowego tlenków azotu (NO _x) – Standardowa metoda odniesienia: chemiluminescencyjna”.
CO – tlenek węgla, przy spalaniu gazu ziemnego wymagany jest pomiar ciągły, z zaleceniem stosowania norm ogólnych EN	Zainstalowany system pomiarów ciągłych (AMS) mierzył będzie CO zgodnie z normą: PN-EN 15058:2017-04 „Emisja ze źródeł stacjonarnych – Oznaczanie stężenia masowego tlenku węgla (CO) – Standardowa metoda odniesienia: spektrometria niedyspersyjna w podczerwieni”
SO₂ – dwutlenek siarki, przy spalaniu gazu ziemnego	Pomiar ciągły lub okresowy z instalacji opalanych gazem ziemnym nie jest wymagany. Wykonywany będzie pomiar okresowy kontrolny 1 x w roku zgodnie z rozporządzeniem Ministra Środowiska w sprawie wymagań w zakresie prowadzenia pomiarów wielkości emisji oraz pomiarów ilości pobieranej wody.

	Pomiary zgodnie z PN-EN 14791:2017-04 „Emisja ze źródeł stacjonarnych. Oznaczanie stężenia masowego dwutlenku siarki (SO ₂) – Standardowa metoda odniesienia.”
Pył – przy spalaniu gazu ziemnego	Pomiar ciągły lub okresowy z instalacji opalanych gazem ziemnym nie jest wymagany. Wykonywany będzie pomiar okresowy kontrolny 1 x w roku zgodnie z rozporządzeniem Ministra Środowiska w sprawie wymagań w zakresie prowadzenia pomiarów wielkości emisji oraz pomiarów ilości pobieranej wody. Pomiary zgodnie z PN-Z-04030-7 „Badania zawartości pyłu. Pomiar stężenia i strumienia masy pyłu w gazach odlotowych metodą grawimetryczną” oraz PN-EN 15259 „Jakość powietrza. Pomiary emisji ze źródeł stacjonarnych. Wymagania dotyczące odcinków pomiarowych i miejsc pomiaru, celu i planu pomiaru oraz sprawozdania z pomiaru.
BAT 5 – Monitorowanie emisji do wody z oczyszczania spalin, częstotliwość oraz normy EN. Jeżeli normy EN nie są dostępne jako BAT dopuszczalne jest stosowanie innych zapewniających uzyskanie danych o równorzędnej jakości naukowej.	
Nie dotyczy instalacji BGP i RZC. W instalacji nie jest planowane oczyszczanie spalin.	

1.3. Ogólna efektywność środowiskowa i sprawność spalania.

BAT 6 – Określenie ogólnej efektywności środowiskowej obiektów energetycznego spalania oraz ograniczenie emisji CO i niespalonych substancji do powietrza w ramach BAT poprzez stosowanie odpowiedniej kombinacji technik.	
Technika BAT ogłoszona w Konkluzjach	Technika wdrożona
Łączenie i mieszanie paliw w celu zagwarantowania stabilnych warunków spalania.	Nie dotyczy instalacji BGP z RZC.
Regularna i planowana konserwacja układu spalania, zgodna z zaleceniami dostawców.	Konserwacja stosowanych technik i układu spalania realizowana będzie na podstawie procedur i instrukcji wewnętrznych eksploatacji BGP i kotłów (działania zapobiegawcze), które będą zgodne z DTR producentów. Procedury i instrukcje będą częścią systemu zarządzania. Częstotliwość wg zaleceń producentów, turbiny gazowej (BGP) i palników gazowych (RZC).
Zaawansowany system kontroli spalania	Instalacja wyposażona będzie w komputerowy, nadrzędny system monitorowania i sterowania jednostkami instalacji. Na podstawie monitorowanych sygnałów/danych i wprowadzonych do systemu algorytmów możliwa będzie: - optymalizacja w komorze spalania poprzez dobór mieszanki gazowo-powietrznej, - dobór optymalnych warunków wytwarzania i odbioru produkowanych energii elektrycznej i ciepłej oraz nadzór nad prawidłowym rozbiorem ciepła przesyłanego do sieci odbiorców (CHP), - nadzór i sterowanie prawidłową pracą kondensatora i stacji schładzających, - reakcja na nieprawidłowości wynikające z monitorowania ciągłego parametrów i automatyczna korekta,

	- sygnalizacja o nieprawidłowościach wymagających korekty ręcznej lub działań naprawczych, - rejestrację parametrów spalania, obciążeń, parametrów spalin i emisji, rozruchów, zatrzymań i awarii, Nadrzędny system monitorowania i sterowania realizował będzie również zadania RZC mimo, że każdy z zainstalowanych kotłów posiadał będzie własny system starowania (podrzędny).
Dobra konstrukcja przestrzeni spalania – paleniska, komór spalania, palników i powiązanych urządzeń.	Turbina gazowa wyposażona jest w 18 komór spalania umiejscowionych w pierścieniu na obwodzie korpusu za sprężarką. Komory wyposażone będą w 6 palników niskoemisyjnych (DLN) pozwalających zredukować powstawanie NO_x. Układ pozwala na produkcję energii elektrycznej z wysoką sprawnością ok.40,3% Kotły gazowe 36 MW to kotły płomieniowo-płomieniówkowe, 3 ciągowe. Korpus kotła składa się z cylindrycznego płaszcza kotła, przedniej i tylnej dennicy oraz płomienicy łączącej obie dennice (pierwszy ciąg). Wewnątrz znajduje się podzielona za pomocą ścian wodno-rurowej komora nawrotna chłodzona wodą wraz z płomieniówkami 2-go i 3-go ciągu spalin. Z tyłu korpusu kotła znajduje się komora nawrotna spalin chłodzona wodą. Każdy z kotłów wyposażony będzie w palniki z rekuperacją spalin (FGR). Łącznie rozwiązanie pozwala na osiągnięcie sprawności spalania 95% każdego z kotłów.
Dobór paliwa w zależności od jego jakości w sytuacjach normalnego funkcjonowania jak również rozruchu, przy zastosowaniu rozpalki.	Nie dotyczy instalacji BGP z RZC.
BAT 7 – Ograniczenie emisji amoniaku do powietrza, związana ze stosowaniem technik odazotowania katalitycznej (SCR) lub niekatalitycznej (SNCR).	
Optymalizacja udziału reagenta w stosunku do zawartości NO _x w spalinach Jednorodny rozkład reagenta i optymalny rozmiar jego kropeł Stosowanie okna temperaturowego przy stosowaniu technik SCR lub SCNR. Poziom emisji BAT-AEL spalającego węgiel kamienny przy zastosowaniu SCR i SNCR odpowiednio: < 3-10 mg/Nm ³	W zespole źródeł instalacji opalanych gazem ziemnym zastosowano techniki pierwotne, pozwalające na dotrzymanie stężeń NO_x w spalinach. W żadnym ze źródeł nie zainstalowano urządzeń redukcji amoniakiem SCR i SNCR (nie są również planowane). Zastosowanie wtórnych technik redukcji NO_x nie są wymagane.
BAT 8 – Ograniczenie i zapobieganie emisji do powietrza podczas normalnej eksploatacji poprzez zastosowanie i prawidłową eksploatację systemów redukcyjnych dostosowanych do optymalnej wydajności i dostępności.	
W zespole źródeł instalacji opalanych gazem ziemnym nie są zainstalowane i planowane żadne wtórne urządzenia redukcji emisji do powietrza. Wszystkie urządzenia zespołu źródeł instalacji, w tym ich elementy mające wpływ na skuteczność działania zastosowanych technik pierwotnych będą utrzymywane we właściwym stanie technicznym i prawidłowo eksploatowane zgodnie z wymaganiami zawartymi w DTR (dokumentacji techniczno-ruchowej) źródeł i urządzeń.	
BAT 9 – Poprawa efektywności środowiskowej w obiektach spalania oraz ograniczenia emisji do powietrza w ramach BAT należy uwzględnić następujące elementy programów zapewnienia kontroli jakości w odniesieniu do wykorzystywanych paliw jako część systemu zarządzania środowiskowego.	

I. Wstępna pełna charakterystyka stosowanego paliwa gazowego w poniższym zakresie parametrów wykonywane przez operatora lub dostawcę. Dostawca przekazuje operatorowi w postaci specyfikacji paliwa lub gwarancji dostawcy. Badania zgodne z ogólnymi EN. Dopuszczalne stosowanie badań wg innych norm, pod warunkiem że dostarczają danych o równoważnej jakości naukowej: - wartość opałowa (LHV), - CH₄, - C₂H₆, - C₃, - C₄⁺, - CO₂, - N₂, - liczba Wobbego.	Gaz ziemny wysokometanowy z grupy E dostarczany będzie przez Operatora Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A. Charakterystyka paliwa gazowego na podstawie analiz dostawcy gazu w zakresie: - wartość opałowa (LHV), - CH₄, - C₂H₆, - C₃, - C₄⁺, - CO₂, - N₂, - liczba Wobbego. Zakres analiz gazu wykonywany przez dostawcę jest szerszy od wymaganego przez Konkluzję BAT. Obejmuje dodatkowo badania: - C₅, - C₆, - O₂, - temp. punktu rosy, - zawartość pyłu, - siarkowodoru, - siarki merkaptanowej, - zawartość siarki całkowitej, - zawartość par rtęci. Ponadto na zasilaniu turbiny gazowej zainstalowany będzie chromatograf gazowy, który w sposób ciągły mierzył będzie parametry dostarczanego paliwa, w zakresie pozwalającym na ciągłą regulację i optymalizację spalania w BGP. Na podstawie porównania uśrednionych danych w okresach możliwa będzie weryfikacja parametrów jakościowych dostarczanego paliwa w zakresie wstępnym.
II. Regularne badania kontrolne zgodności węgla z charakterystyka wstępną. Częstotliwość poniższego zakresu zależny od zmienności paliwa oraz znaczenia uwolnień zanieczyszczeń (stężenie w paliwie, zastosowany system oczyszczania itp.)	Zmienność parametrów paliwa gazowego określana będzie w sposób ciągły za pomocą chromatografu gazowego zainstalowanego na zasilaniu turbiny gazowej. Na podstawie pomiarów następować będzie ciągła, automatyczna regulacja w celu optymalizacji spalania w komorze spalania BGP.
BAT 10 – Ograniczenie emisji do wody i powietrza w warunkach innych niż normalne warunki użytkowania (OTNOC) w ramach BAT należy ustanowić plan zarządzania środowiskowego – proporcjonalny do potencjalnych uwolnień zanieczyszczeń, który powinien zawierać elementy:	
- właściwe zaprojektowanie systemów uznanych za istotne w tworzeniu warunków innych niż normalne warunki użytkowania, i które mogą mieć wpływ na emisje do powietrza, wody lub gleby. - ustanowienie i wdrożenie konkretnego planu profilaktycznej konserwacji dla tych odpowiednich systemów. - przegląd i rejestrowanie emisji spowodowanych przez inne niż normalne warunki użytkowania i związane z nimi okoliczności i realizacja działań naprawczych, jeżeli okaże się to konieczne. - okresową ocenę całościową emisji podczas innych niż normalne warunków użytkowania oraz w razie potrzeby podjęcie działań naprawczych.	Nie przewiduje się eksploatacji instalacji w warunkach innych niż normalne tj. w warunkach przeznaczenia i normalnej eksploatacji instalacji spalania paliw. Rozruch, wyłączenia oraz praca z obniżoną wydajnością nie spowodują wzrostu emisji zanieczyszczeń w stosunku do wyznaczonej emisji maksymalnej. W związku z tym, nie jest wymagane ustanowienie planu zarządzania środowiskowego dla warunków eksploatacji odbiegających od normalnych.

BAT 11 – Monitorowanie emisji do powietrza lub wody podczas innych niż normalne warunki użytkowania:	
- monitorowanie poprzez bezpośredni pomiar emisji lub monitorowanie parametrów zastępczych, jeśli mają równą lub lepszą wartość niż bezpośredni pomiar emisji.	Emisję substancji do powietrza w warunkach rozruchu i zatrzymania można prowadzić za pomocą monitoringu ciągłego emisji (AMS). Pomiar bezpośredni w warunkach rozruchu i wyłączenia może być obciążony dużym błędem z powodu niestabilnych warunków przepływu spalin oraz stężeń substancji. Okresy rozruchu i zatrzymania kotłów RZC są jeszcze krótsze. Parametrem zastępczym, który wymagać będzie monitorowania będzie czas trwania operacji rozruchu i wyłączenia.
- emisje przy rozruchu i wyłączeniach mogą być oceniane na podstawie szczegółowych pomiarów emisji typowej operacji rozruchu/wyłączenia co najmniej raz w roku. Dopuszczalne jest oszacowanie emisji dla każdego rozruchu i zatrzymania w roku za pomocą wyników pomiarów.	

1.4. Sprawność energetyczna.

BAT 12 – Zwiększenie sprawności energetycznej spalania jednostek użytkowanych ≥ 1500h/rok w ramach BAT poprzez stosowanie odpowiedniej kombinacji technik.	
Technika BAT ogłoszona w Konkluzjach	Technika wdrożona
a. optymalizacja spalania w celu minimalizacji zawartości niespalonych substancji w spalinach i pozostałościach po spalaniu.	Obsługa BGP wykonywana jest za pomocą nadrzędnego, zaawansowanego systemu sterowania, który w odpowiedzi na nastawy wydajności reguluje proces spalania tj. kontroluje optymalną mieszankę gazowo-powietrzną wprowadzaną do palników w sposób automatyczny z wykorzystaniem sterownika turbiny gazowej. Optymalizacja spowoduje właściwe wykorzystanie konstrukcji palników i utrzymanie ściśle z tym powiązanej emisji CO jako straty.
b. optymalizacja parametrów czynnika roboczego	W kotle odzyskowym BGP produkowane będą trzy strumienie pary: para świeża wysokoprężna, para średnioprężna i wtórnie przegrzana, para niskoprężna. Para świeża wysokoprężna z kotła odzyskowego zostanie skierowana do części WP turbiny parowej. Z wylotu części WP turbiny para przepracowana trafi z powrotem do kotła odzyskowego, gdzie nastąpi jej podgrzanie. W kotle nastąpi również połączenie strumieni pary średnioprężnej i wtórnie przegrzanej. Połączone strumienie pary z kotła zostaną skierowane do części SP turbiny parowej. Do ostatnich stopni części SP turbiny parowej zostanie dostarczona z kotła również para niskoprężna. Po przepracowaniu w części SP strumień pary zostanie dostarczony poprzez przelotnię (rurociąg komunikacyjny) do części NP turbiny parowej. Z wylotu NP turbiny rozprężona para odebrana zostanie w następujących częściach:

c. Optymalizacja cyklu pary	1. poprzez upust i stację redukcyjno-schładzającą dla odbiorców zewnętrznych pary (CHP), 2. na wymienniki ciepła do przygotowania wody gorącej dla sieci ciepłowniczych Stalowej Woli i Niska (CHP), 3. Pozostała część NP na kondensator, gdzie nastąpi jej skroplenie i zawrócenie wody do układu produkcji pary w kotle odzyskowym. Układ wykorzystania ciepła zapewnia jego maksymalne, z minimalnymi stratami wykorzystanie pary/ciepła o podwyższonych parametrach z jednoczesną częściową kogeneracją w postaci ciepła o niskich parametrach (w parze i gorącej wodzie). Produkcja ciepła w kotłach gazowych RZC następuje w bezpośrednim powiązaniu z zapotrzebowaniem w czasie postępu BGP. Optymalizacja w kotłach wodnych polega na utrzymywaniu różnicy temperatur wody zasilającej i powrotnej na poziomie od 40 do 50°C w zależności od obciążenia. Kocioł parowy produkować będzie parę o niskoprężną o stałych parametrach. Para wprowadzana będzie do układu otwartego, w związku z czym nie przewiduje się powrotu kondensatu z pary (skroplin).
d. Minimalizacja zużycia energii na potrzeby własne.	Minimalizacja zużycia energii na potrzeby własne jest powiązana z instalacją automatycznego systemu sterowania ciepłowni. Realizowana będzie poprzez instalację przetworników częstotliwości na napędach wentylatorów powietrza oraz silnikach pomp wody. Ich wydajność będzie uzależniona od obciążenia źródeł Elektrociepłowni tj. od zapotrzebowania zewnętrznego na energię elektryczną i ciepło. Przy niskich obciążeniach kotłów wydajność wentylatorów i pomp będzie automatycznie obniżana, a przez to zużycie energii będzie niższe.
e. wstępny podgrzew powietrza do spalania poprzez odzysk ciepła ze spalin.	W BGP technika nie ma zastosowania. Powietrze do spalania jest sprężane w sprężarce osiowej i podawane równolegle ze sprężonym paliwem do palników turbiny gazowej.
f. wstępne podgrzewanie paliwa za pomocą ciepła odzyskanego	W kotłach gazowych (wszystkich) powietrze do spalania jest podgrzewane spalinami poprzez ich recyrkulację w palnikach (zastąpienie części powietrza świeżego spalinami). Uzyskuje się w ten sposób podwójny efekt: obniżenie temperatury płomienia w palnikach oraz ograniczenie ilości tlenu do spalania. Technika pozwala na ograniczenie ilości tlenków azotu w spalinach. Technika określona w Konkluzjach BAT jako EGR.
g. Zawansowany system kontroli, pozwalający na kontrolę głównych parametrów spalania, a poprzez to poprawę wydajności spalania.	Obsługa BGP wykonywana jest za pomocą nadrzędnego, zaawansowanego systemu sterowania, który w odpowiedzi na nastawy wydajności reguluje proces spalania tj. kontroluje optymalną mieszankę gazowo-powietrzną wprowadzaną do palników w sposób automatyczny z wykorzystaniem sterownika turbiny gazowej. Optymalizacja spowoduje właściwe wykorzystanie konstrukcji palników i utrzymanie ściśle z tym powiązanej emisji. Sterowanie uwzględni będzie skład i parametry główne wprowadzanego paliwa gazowego w postaci parametrów paliwa gazowego odczytywanych w sposób ciągły przez zainstalowany chromatograf gazowy na zasilaniu BGP. Przepływ gazu do palników na podstawie pomiarów ciągłych rzeczywistych. Parametry i skład chemiczny spalin na podstawie pomiarów ciągłych.

	Sprawność spalania będzie korygowana w sterownikach systemu na bieżąco na podstawie systemu monitoringu spalin (AMS).
h. Wstępne podgrzewanie wody zasilającej w procesie regeneracji.	Część pary z turbiny parowej nie wykorzystana w CHP oraz z wymienników sieciowych kierowana będzie do skraplacza, w którym w wyniku jej skraplania, podgrzewana jest woda uzupełniająca wprowadzana do kotła odzyskowego.
i. Odzysk ciepła przez kogenerację (CHP)	Ciepło w parze na wyjściu z turbiny parowej BGP poprzez upusty przekazywana jest bezpośrednio do odbiorców zewnętrznych lub poprzez wymienniki ciepła, w których produkuje się ciepło do sieci ciepłowniczych w postaci gorącej wody. Wykorzystanie ciepła (CHP) jest ograniczone zapotrzebowaniem odbiorców.
j. Gotowość do pracy w układzie kogeneracyjnym (CHP).	
k. Kondensor spalin	Nie zastosowany.
l. Magazynowanie ciepła.	Brak zastosowania ze względu na niskie zapotrzebowanie w stosunku do mocy kogeneracyjnej zainstalowanej BGP oraz wykorzystanie RZC.
q. Zaawansowane materiały o wysokiej wytrzymałości	Zastosowane w instalacji BGP i RZC.
s. Supernadkrytyczne i ultranadkrytyczne parametry pary	Nie ma zastosowania do turbin gazowych i parowych wytwarzających parę w trybie kogeneracji (CHP), a z taką mamy do czynienia w BGP.

1.5. Zużycie wody i emisje do wody.

BAT 13 – Ograniczenie zużycia wody i ilości uwalnianych zanieczyszczonych ścieków w ramach BAT można zastosować jedną lub obie z poniższych technik	
Technika BAT ogłoszona w Konkluzjach	Technika wdrożona
a. Uzdatnianie wody. Strumienie wód odpływowych z obiektu są ponownie wykorzystywane do innych celów. Stopień recyklingu jest ograniczony wymaganiami odbioru strumienia wody oraz bilansem wody.	Ścieki przemysłowe stanowiące mieszaninę odsolin i odmulin BGP i kotłów RZC, ścieków z prac porządkowych oraz wód opadowo-roztopowych odprowadzane są do układu technologicznego odbiorcy zewnętrznego (ESW), gdzie po oczyszczeniu w całości, jako woda są wprowadzane do obiegów technologicznych o mniejszych wymaganiach jakościowych. Żadna część ścieków nie będzie odprowadzana do środowiska.
BAT 14 – Zapobieganie zanieczyszczeniu niezanieczyszczonych strumieni ścieków i ograniczenie emisji do wody w ramach BAT należy rozdzielić strumienie ścieków i oczyszczać je osobno w zależności od zawartości zanieczyszczeń	
Rozdział strumieni ścieków w zależności od pochodzenia: - wody deszczowe i roztopowe, - woda chłodząca, - ścieki z oczyszczania spalin,	W instalacji BGP i RZC nie są wytwarzane ścieki z oczyszczania spalin. Wody chłodnicze są ujęte w wydzielony układ otwarty (zasilanie/powrót), z którego ujmowana jest woda na potrzeby porządkowe. Ścieki z prac porządkowych nie są wprowadzane do wód chłodniczych. Wody deszczowe ujmowane są w wydzielony system razem ze ściekami przemysłowymi, które po oczyszczeniu są wykorzystywane w całości przez odbiorcę tych ścieków. Żadna część ścieków nie będzie odprowadzana do środowiska.
BAT 15 – Ograniczenie emisji do wody z oczyszczania spalin w ramach BAT należy zastosować odpowiednią kombinację technik oraz techniki wtórne, możliwie jak najbliżej źródła w celu uniknięcia rozcieńczenia	
W instalacji BGP i RZC nie jest planowane oczyszczanie spalin technikami wtórnymi. Nie będą wytwarzane ścieki związane z oczyszczaniem spalin.	

1.6. Gospodarka odpadami.

BAT 16 – Ograniczenie ilości odpadów przesyłanych do unieszkodliwienia ze spalania i technik redukcji zanieczyszczeń w ramach BAT należy przeprowadzić zgodnie z zasadą pierwszeństwa oraz uwzględnieniem cyklu życia następujących elementów: - zapobieganie powstawaniu odpadów np. maksymalizacja udziału pozostałości jako produktów ubocznych, - przygotowanie odpadów do ponownego użycia np. z zależności od konkretnych wymagań jakościowych, - recykling odpadów, - innych metod odzysku poprzez odpowiednią kombinację technik, takich jak:	
Technika BAT ogłoszona w Konkluzjach	Technika wdrożona
a. Wytwarzanie gipsu odpowiedniej jakości jako produktu ubocznego na bazie siarczanu wapnia wytwarzanego w instalacji mokrego odsiarczania spalin (IOS). Gips może być wykorzystany jako substytut gipsu w produkcji materiałów budowlanych.	Nie dotyczy instalacji BGP i RZC.
b. Recykling lub odzysk pozostałości w sektorze budowlanym np. z procesów półsuchego odsiarczania, popiołów lotnych, popiołów paleniskowych przy produkcji betonu lub przemyśle cementowym w miejsce piasku.	Nie dotyczy instalacji BGP i RZC.
c. Odzysk energii poprzez wykorzystanie odpadów w miksie paliwowym poprzez mieszanie z paliwem węglowym odpadów o wartości energetycznej np. popioły ze spalania węgla, ciężkiego oleju opałowego, osady.	Nie dotyczy instalacji BGP i RZC.
d. Przygotowanie zużytego katalizatora do ponownego użycia poprzez ograniczone wydłużenie jego żywotności tj. przywrócenie pierwotnych funkcji. Ujęte w system zarządzania katalizatorem.	Nie dotyczy instalacji BGP i RZC. W instalacji nie jest planowane oczyszczanie spalin technikami wtórnymi z zastosowaniem katalizatorów.

1.7. Emisja hałasu.

BAT 17 - Ograniczenie emisji hałasu w ramach BAT należy stosować jedna z poniższych technik lub ich kombinację:	
Technika BAT ogłoszona w Konkluzjach	Technika wdrożona
a. Środki operacyjne polegające na: - kontrola i lepsze utrzymanie urządzeń, - w miarę możliwości zamykanie drzwi i okien na terenach zamkniętych, - obsługa urządzeń przez doświadczony personel,	Praca instalacji (aparaty i urządzenia, układy kontrolno-pomiarowe, rurociągi) będzie na bieżąco nadzorowana przez obsługę z rejestracją wyników w komputerowym systemie zbierania i archiwizacji danych. Realizacja w ramach systemowych działań korygujących i zapobiegawczych. Wszystkie drzwi i okna w budynkach BGP i RZC posiadać będą urządzenia samozamykające, które uniemożliwiają ich niezamierzone pozostawienie otwartych. Hale i pomieszczenia w budynkach posiadają wentylację mechaniczną. Część pomieszczeń tego wymagających wyposażone są w klimatyzację. Wyposażenie zapewnia odpowiednie temperatury wewnątrz, co zapobiega niekontrolowanemu otwieraniu okien. Wszystkie urządzenia BGP i RZC obsługiwane będą przez kompetentny i doświadczony zespół pracowników. Pracownicy przed rozruchem

- w miarę możliwości unikanie przeprowadzania hałaśliwych działań w nocy, - ograniczenie emisji hałasu podczas czynności konserwacyjnych.	i w czasie oddawania do użytku zostaną przeszkoleni w niezbędnym zakresie. Budynki BGP i RZC położone są na terenie o przeznaczeniu przemysłowym, w znacznej odległości od terenów chronionych akustycznie. Hałas z budynków RZC jest ekranowany przez budynki BGP. Jednym z kryterium doboru urządzeń i projektowania BGP był wpływ zespołu źródeł (zewnętrznych punktowych i jako budynek) na najbliższe tereny chronione akustycznie. Wszystkie źródła o wytwarzające hałas zostały zainstalowane w budynkach lub pod osłonami przeciwhałasowymi. Hałas wytwarzany przy czynnościach remontowych i konserwacyjnych przy takim położeniu nie ma wpływu na najbliższe strefy zamieszkania, chronione akustycznie.
b. Stosowanie sprzętu generującego mniejszy hałas np. pompy, sprężarki i elementy wirujące	Urządzenia generujące hałas o wysokim natężeniu zainstalowane zostały wewnątrz budynków BGP i RZC. Źródła zainstalowane na zewnątrz budynków (wentylatory i centrale wentylacyjne, transformatory i inne) zostały dobrane pod względem ich mocy akustycznej tak, aby ich hałas nie powodował przekroczenia wartości dopuszczalnych w najbliższej strefie chronionej akustycznie.
c. Redukcja hałasu poprzez stosowanie barier między źródłem i odbiorcą odpowiednimi barierami naturalnymi i sztucznymi, ograniczającymi hałas.	Ustawienie względem barier naturalnych było podczas projektowania drugorzędne.
d. Urządzenia ograniczające hałas źródeł w postaci: - tłumiki, - izolację urządzeń, - obudowa hałaśliwych urządzeń, - izolacja akustyczna budynków.	- wszystkie wydmuchy pary z zaworów bezpieczeństwa są wyposażone w wysokowydajne tłumiki hałasu, - każdy z trzech transformatorów blokowych znajduje się w osobnej betonowej komorze, które obok pełnienia funkcji barier oddzielenia pożarowego znacząco ograniczają hałas generowany przez pracujące urządzenia, - wentylatory spalin są w całości zaizolowane dla zapobieżenia korozji, które jednocześnie rolę izolacji akustycznych. Jednym z elementów rozruchu i odbioru BGP i RZC będą kontrolne pomiary hałasu w porze dziennej i nocnej. Pomiary wskażą potrzebę zastosowania dalszych, niezbędnych zabezpieczeń przeciwhałasowych urządzeń lub budynków, które nie zostały ujęte lub błędnie określone w projekcie realizowanego BGP i RZC.
e. Właściwe umiejscowienie wyposażenia i budynków poprzez zwiększenie odległości między źródłem, a odbiorcą oraz wykorzystanie budynków jako ekrany chroniące.	Budynki BGP i RZC zostały umiejscowione na terenie, na którym wcześniej eksploatowane były Elektrownie I i II Stalowa Wola. Teren w części jest ekranowany przez istniejące budynki. Technika ma mniejsze zastosowanie przy projektowaniu nowych obiektów, w których uwzględniono ich oddziaływanie akustyczne.

1.8. Sprawność energetyczna.

BAT 40 – W celu zwiększenia sprawności energetycznej spalania gazu ziemnego, w ramach BAT należy stosować odpowiednią kombinację technik podanych w BAT12 oraz poniżej:

Blok gazowo-parowy jest klasycznym układem kogeneracyjnym (CHP) pracującym w układzie kombinowanym. Cykl termodynamiczny składa się z 3 cykli:

1. Turbina gazowa produkuje energię elektryczną (obieg Braytona) i dostarcza ciepło w spalinach do produkcji pary w kolejnym obiegu,
2. Kocioł odzyskowy wykorzystuje ciepło ze spalin turbiny gazowej do produkcji pary, która przekazywana jest do turbiny parowej w celu produkcji energii elektrycznej (obieg Rankine'a). Para z turbiny o niskich parametrach przekazywana jest do dalszego wykorzystania,
3. Para poprzez upusty przekazywana jest bezpośrednio do odbiorców zewnętrznych oraz poprzez wymienniki ciepła, w których produkuje się ciepło do sieci ciepłowniczych w postaci gorącej wody (CHP).

Pozostała część pary kierowana jest do skraplacza, w którym przed jej skropleniem podgrzewana jest woda uzupełniająca wprowadzana do kotła odzyskowego, co należy traktować jako ograniczenie ze względu na mały odbiór zewnętrzny (CHP).

BAT 40 nie ma zastosowania dla kotłów RZC.

Technika BAT ogłoszona w Konkluzjach	Technika wdrożona
Sprawność energetyczna BAT-AEL bloku gazowo-parowego z turbiną gazową w kogeneracji (CHP) - CHP CCGT ≥ 600 MW	
Sprawność elektryczna netto: 50 – 60%	Sprawność BGP: 57,44%
Jednostkowe zużycie paliwa: 65 – 95%	Zużycie paliwa w BGP: 79,1%
Sprawność cieplna BAT-AEL kotłów gazowych o mocy 36 MW:	
Jednostkowe zużycie paliwa: 78 – 95%	Zużycie w kotłach RZC: 95%

1.9. Emisje substancji do powietrza.

BAT 41 – Aby zapobiec emisjom NO_x do powietrza ze spalania gazu ziemnego w kotłach lub je ograniczyć w ramach BAT należy stosować jedną z poniższych technik lub ich kombinację.

Technika BAT ogłoszona w Konkluzjach	Technika wdrożona lub wymagająca zmian technicznych lub organizacyjnych
Stopniowe podawanie powietrza lub paliwa	W BGP komory spalania turbiny gazowej stanowi 18 komór pierścieniowych umieszczonych za sprężarką na obwodzie korpusu. W komorach spalania następuje będzie przygotowanie mieszanki sprężonego powietrza i paliwa gazowego w odpowiednich proporcjach w celu uzyskania odpowiedniej mocy turbozespołu, a następnie jej spalanie przy maksymalnym ograniczeniu emisji. Komory wyposażone będą w sześć palników niskoemisyjnych (DLN) pozwalających zredukować powstawanie NO _x . Kotły RZC wyposażone będą w palniki ze stopniowanym płynnie doborem powietrza do spalania w zależności od uzyskiwanej mocy w palnikach tj. ilość powietrza dobierana będzie automatycznie do ilości wprowadzanego gazu.
Recyrkulacja spalin	W BGP technika rekuperacji spalin nie jest zastosowana.

	W kotłach RZC zainstalowane będą palniki z rekuperacją spalin (FKR). Rekuperacja pozwala ograniczyć ilość tlenu do spalania oraz schłodzić płomień w palniku, co ogranicza emisję NO _x
Zaawansowany system kontroli	Instalacja wyposażona będzie w komputerowy, nadrzędny system monitorowania i sterowania jednostkami instalacji. Na podstawie monitorowanych sygnałów/danych i wprowadzonych do systemu algorytmów możliwa będzie: - optymalizacja w komorze spalania poprzez dobór mieszanki gazowo-powietrznej, - dobór optymalnych warunków wytwarzania i odbioru produkowanych energii elektrycznej i ciepłej oraz nadzór nad prawidłowym rozbiorem ciepła przesyłanego do sieci odbiorców (CHP), - reakcja na nieprawidłowości wynikające z monitorowania ciągłego parametrów i automatyczna korekta, - sygnalizacja o nieprawidłowościach wymagających korekty ręcznej lub działań naprawczych, - rejestrację parametrów spalania, obciążeń, parametrów spalin i emisji, rozruchów, zatrzymań i awarii, Nadrzędny system monitorowania i sterowania realizować będzie zadania RZC mimo, że każdy z zainstalowanych kotłów posiadać będzie własny system starowania (podrzędny).
Zmniejszenie temperatury powietrza do spalania	Powietrze w BGP będzie sprężane bez podgrzewania. Samo sprężanie podnosi jego temperaturę, co zostało uwzględnione przy projektowaniu palników DLN.
Selektywna niekatalityczna redukcja (SCNR)	Brak potrzeby zastosowania w źródłach ECSW.
Selektywna katalityczna redukcja (SCR)	Brak potrzeby zastosowania w źródłach ECSW.
BAT 42 – Aby zapobiec emisjom NO _x do powietrza ze spalania gazu ziemnego w turbinach gazowych lub je ograniczyć w ramach BAT należy stosować jedna z poniższych technik lub ich kombinację.	
a. zaawansowany system kontroli	Instalacja wyposażona będzie w komputerowy, nadrzędny system monitorowania i sterowania jednostkami instalacji. Na podstawie monitorowanych sygnałów/danych i wprowadzonych do systemu algorytmów możliwa będzie optymalizacja w komorze spalania poprzez dobór mieszanki gazowo-powietrznej na podstawie m.in. kontroli poziomu NO _x na wylocie z BGP.
b. dodawanie wody/pary	Nie stosowane ze względu na zastosowane DLN.
c. suche palniki o niskiej emisji NO _x (DLN)	Zastosowane w BGP.
d. projekt dla niskich obciążeń	Obciążenia BGP realizowane będą w zależności od wskazań operatora Krajowego Systemu Energetycznego.
e. palniki niskiej emisji NO _x (LNB)	Nie stosowane ze względu na zastosowane DLN.
f. selektywna redukcja katalityczna (SCR)	
BAT 44 – Aby zapobiec emisjom CO do powietrza ze spalania gazu ziemnego lub je ograniczyć w ramach BAT należy zagwarantować optymalne spalanie lub stosowanie utleniających katalizatorów.	
Poziomy emisji powiązane z BAT-AELs dla emisji NO _x do powietrza ze spalania gazu ziemnego w istniejących turbinach gazowych o mocy ≥ 600 MW (CCGT) i zużyciu jednostkowym paliwa netto > 75%:	Wnioskowany poziom emisji NO _x do powietrza ze spalania gazu ziemnego w istniejącym BGP o mocy 772,1 MW _t i zużyciu jednostkowym paliwa netto 79,1%:
- średnia roczna: 10 – 52 mg/Nm³,	- średnia roczna: ≤ 50 mg/Nm³,

- średnia dobową lub średnia pomiaru okresowego: 18 – 57 mg/Nm³, * dla obiektów o sprawności elektrycznej netto (EE) większej niż 55% zastosowano współczynnik korygujący górną granicę zakresów (przypis 8 tabeli 24 w BAT 44)	- średnia dobową lub średnia pomiaru okresowego: ≤ 55 mg/Nm³,
Wskaźnikowe poziomy emisji CO ze spalania gazu ziemnego w istniejących turbinach gazowych o mocy ≥ 50 MW (CCGT): - średnia roczna: 5 – 50 mg/Nm³, Górna granica zakresu określona dla obiektów działających przy niskim obciążeniu	Wskaźnikowy poziom emisji CO do powietrza ze spalania gazu ziemnego w istniejącym BGP o mocy 772,1 MW: - średni roczny poziom emisji: ≤ 50 mg/Nm³,
Poziomy emisji powiązane z BAT-AELs dla emisji NO_x do powietrza ze spalania gazu ziemnego w nowych kotłach: - średnia roczna: 10 – 60 mg/Nm³, - średnia dobową lub średnia pomiaru okresowego: 30 – 85 mg/Nm³,	Kotły wodne RZC (E-2) o łącznej mocy cieplnej 113,7 MW: - średnia roczna: ≤ 60 mg/Nm³, - średnia dobową lub średnia pomiaru okresowego: ≤ 85 mg/Nm³,
Wskaźnikowe poziomy emisji CO ze spalania gazu ziemnego ze spalania gazu ziemnego w nowych kotłach: - średnia roczna: < 5 – 15 mg/Nm³, Górna granica zakresu określona dla obiektów działających przy niskim obciążeniu	Wskaźnikowy poziom emisji CO z kotłów wodnych RZC (E-2) o łącznej mocy cieplnej 113,7 MW: - średni roczny poziom emisji: ≤ 15 mg/Nm³,

Z analizy obowiązujących dokumentów referencyjnych wynika, że Zakład przez stosowanie odpowiednich procedur, rozwiązań technicznych i organizacyjnych oraz zasad magazynowania i monitoringu spełnia wymogi zawarte w tych dokumentach.

Uwzględniając powyższe okoliczności uznano, że instalacja, której dotyczy wnioski spełnia wymogi najlepszych dostępnych technik, o których mowa w art. 204 ust. 1 w związku z art. 207 ustawy Prawo ochrony środowiska.

Z przedłożonej dokumentacji wynika, że dotrzymane zostaną dopuszczalne poziomy hałasu na terenach chronionych znajdujących się w pobliżu zakładu, w związku z tym nie wskazano na konieczność tworzenia terenu ograniczonego użytkowania zgodnie z wymogami art. 211 ust. 9 ustawy Prawo ochrony środowiska.

Z ustaleń postępowania wynika, że nie będą występować oddziaływania transgraniczne, w związku z czym nie określono sposobów ograniczania tych oddziaływań.

Z materiałów do wniosku o wydanie pozwolenia zintegrowanego wynika, że przy zachowaniu warunków zaproponowanych we wniosku, dotrzymywane będą standardy jakości środowiska.

Zgodnie z art. 10 § 1 Kpa organ zapewnił stronie czynny udział w każdym stadium postępowania a przed wydaniem decyzji umożliwił wypowiedzenie się co do zebranych materiałów.

W świetle powyższego stwierdzono, że instalacja spełnia wymagania niezbędne do udzielenia pozwolenia zintegrowanego oraz wymogi najlepszej dostępnej techniki i orzeczono jak w sentencji.

Pouczenie

Zgodnie z art. 193 ust. 1 pkt 1b ustawy Prawo ochrony środowiska pozwolenie wygasa jeżeli prowadzący instalację nie rozpoczął działalności objętej pozwoleniem w terminie dwóch lat od określonego w pozwoleniu dnia od którego jest dopuszczalna emisja.

Od niniejszej decyzji służy odwołanie do Ministra Środowiska za pośrednictwem Marszałka Województwa Podkarpackiego w terminie 14 dni od dnia doręczenia decyzji.

W trakcie biegu terminu do wniesienia odwołania stronie przysługuje prawo do zrzeczenia się odwołania, które należy wnieść do Marszałka Województwa Podkarpackiego. Z dniem doręczenia Marszałkowi Województwa Podkarpackiego oświadczenia o zrzeczeniu się prawa do wniesienia odwołania niniejsza decyzja staje się ostateczna i prawomocna.

Opłata skarbowa w wys. 253 zł
uiszczona w dniu 5 marca 2019 r.
na rachunek bankowy Urzędu Miasta Rzeszowa
Nr 17 1020 4391 2018 0062 0000 0423



Z up. MARSZAŁKA WOJEWÓDZTWA

Andrzej Kulig
DYREKTOR DEPARTAMENTU
OCHRONY ŚRODOWISKA

Otrzymują:

1. Pełnomocnik ELEKTROCIEPŁOWNI Stalowa Wola S.A.
2. ELEKTROCIEPŁOWNIA Stalowa Wola S.A.
ul Energetyków 13, 37-450 Stalowa Wola
3. a/a

