

# RAPORT O ODDZIAŁYWANIU NA ŚRODOWISKO DLA PRZEDSIĘWZIĘCIA

## Budowa Kompleksu Olefin III na terenie PKN Orlen S.A. w Płocku

### TOM III –ODDZIAŁYWANIE NA STAN JAKOŚCI POWIETRZA

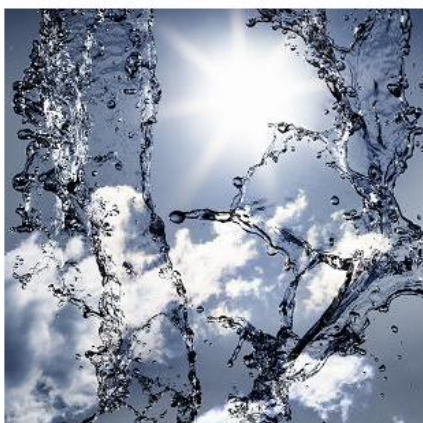
---

ZAMAWIAJĄCY  
FLUOR Polska S.A.

DATA: 2020.09.02.

NUMER DOKUMENTU: JRR4779/ROŚ/Tom III

---



Multiconsult



## RAPORT

PROJEKT	Budowa Kompleksu Olefiny, składającego się z instalacji olefiny, infrastruktury logistycznej, instalacji pomocniczych i połączeń międzyobiektowych	NUMER DOKUMENTU  JRR4779/ROŚ/Tom III
TYTUŁ	<b>Raport o oddziaływaniu na środowisko TOM III – OCENA ODDZIAŁYWANIA NA STAN JAKOŚCI POWIETRZA</b>	DYREKTOR PROJEKTU  Andrzej Krzyszczak
ZAMAWIAJĄCY	<b>FLUOR Polska S.A.</b> ul. Wyszyńskiego 44-100 Gliwice	PRZYGOTOWAŁ      zespół Multiconsult Polska
OSOBA KONTAKTOWA	Andrzej Szymon (FLUOR S.A.) Dorota Knieć (Multiconsult Polska sp. z o.o.)	DZIAŁ MULTICONSULT POLSKA      Pion Doradztwa Technicznego i Środowiskowego

### PODZIAŁ OPRACOWANIA NA TOMY:

TOM I – Raport o oddziaływaniu na środowisko

TOM II – Inwentaryzacja przyrodnicza

**TOM III – Oddziaływania na stan jakości powietrza**

TOM IV – Oddziaływanie na klimat akustyczny środowiska

TOM V – Streszczenie w języku specjalistycznym

**Autor raportu – zespół Multiconsult Polska sp. z o.o.:**

<b>Imię i nazwisko eksperta</b>	<b>Specjalizacja</b>
mgr inż. Jan Sosnowski	Ochrona powietrza

Kierujący zespołem:

.....

02	02-09-2020	Wersja końcowa	JS	MB	AK
01	13-08-2020	Wersja 2	JS	DK, AK	AK
WER	DATA	OPIS	SPORZĄDZIŁ	SPRAWDZIŁ	ZATWIERDZIŁ

## SPIS TREŚCI

<b>1. Ocena oddziaływania na jakość powietrza .....</b>	<b>7</b>
1.1 Warunki meteorologiczne, aerodynamiczna szorstkość terenu i stan jakości powietrza atmosferycznego.....	7
1.2 Emisje do atmosfery i oddziaływanie na stan jakości powietrza w fazie realizacji .....	11
1.3 Emisje do atmosfery i oddziaływanie na stan jakości powietrza w fazie eksploatacji .....	15
1.4 Metodyka oceny oddziaływania przedsięwzięcia na stan jakości powietrza .....	35
1.5 Emisje do atmosfery i oddziaływanie na stan jakości powietrza w fazie likwidacji.....	42
1.6 Wymagany zakres monitoringu w zakresie emisji do powietrza .....	43
1.7 Podsumowanie i wnioski.....	50
<b>2. Opis metod prognozowania zastosowanych przez wnioskodawcę oraz opis przewidywanych znaczących oddziaływań planowanego przedsięwzięcia na środowisko .....</b>	<b>53</b>
<b>3. Trudności wynikające z niedostatków techniki lub luk we współczesnej wiedzy.....</b>	<b>53</b>
<b>4. Streszczenie w języku niespecjalistycznym.....</b>	<b>53</b>
<b>5. Źródła informacji stanowiące podstawę do sporządzenia raportu .....</b>	<b>54</b>

## SPIS ILUSTRACJI

Rysunek 1. Roczna róża wiatrów dla rejonu PKN Orlen S.A., opracowana przez IMGW.....	7
--	---

## SPIS TABEL

Tabela 1. Zestawienie udziałów poszczególnych kierunków wiatru %.....	8
Tabela 2. Zestawienie częstości poszczególnych prędkości wiatru % .....	8
Tabela 3. Stan jakości powietrza w rejonie PKN ORLEN S.A. w Płocku.....	8
Tabela 4. Specyfikacja przewidywanej ilości pojazdów ciężkich, które przemieszczać się będą po placu budowy w poszczególnych miesiącach robót (* - wartość maksymalna).....	11
Tabela 5. Szacunkowa wielkość emisji zanieczyszczeń z placu budowy – emisja maksymalna 1-godzinna .....	14
Tabela 6. Szacunkowa wielkość emisji zanieczyszczeń z placu budowy – emisja całkowita .....	14
Tabela 7. Parametry projektowanych emitorów – emisja zorganizowana .....	17
Tabela 8. Zestawienie źródeł i wielkości emisji do powietrza w fazie eksploatacji – emisja zorganizowana .....	21
Tabela 9. Wartości BAT–AEL w odniesieniu do emisji NO <sub>x</sub> i NH <sub>3</sub> do powietrza z pieca pirolitycznego do wytwarzania niższych olefin .....	30
Tabela 10. Wartości BAT–AEL w odniesieniu do emisji związków organicznych do powietrza z desorpcji CO <sub>2</sub> z medium pływającego stosowanego w zespole urządzeń wytwarzającym tlenek etylenu .....	31
Tabela 11. Wartości BAT–AEL w odniesieniu do emisji ze spalania gazu procesowego z przemysłu chemicznego w kotłach (nowe obiekty).....	32
Tabela 12. Wartości BAT–AEL w odniesieniu do emisji ze spalania gazu ziemnego w kotłach (nowe obiekty) .....	32
Tabela 13. Proponowane wartości BAT–AEL w odniesieniu do emisji zorganizowanych tlenków azotu z utleniania katalitycznego lub termicznego (wg projektu Konkluzji BAT WGC przedstawionych w Drafcie 1 dokumentu BREF) .....	33
Tabela 14. Parametry projektowanych emitorów – emisja niezorganizowana .....	34
Tabela 15. Zestawienie źródeł i wielkości emisji do powietrza w fazie eksploatacji – emisja niezorganizowana.....	34
Tabela 16. Zestawienie sumarycznej wielkości emisji do powietrza z planowanych przedsięwzięć w fazie eksploatacji (emisja zorganizowana i niezorganizowana) .....	35

Tabela 17.	Zestawienie normowanych substancji wprowadzanych do powietrza.....	36
Tabela 18.	Klasyfikacja grupy emitatorów – stężenia maksymalne.....	37
Tabela 19.	Zestawienie wyników obliczeń i porównanie ich z wartościami dopuszczalnymi <sup>(1)</sup> . Maksymalne spośród obliczonych stężeń na poziomie terenu poza obszarem Zakładu. ....	40
Tabela 20.	Przewidywany zakres monitoringu wielkości emisji w fazie eksploatacji.....	44
Tabela 21.	Źródła informacji stanowiące podstawę do sporządzenia raportu.....	54

O ile nie zaznaczono inaczej, źródłem informacji przedstawianych w tabelach i na rysunkach są opracowania własne

## SPIS ZAŁĄCZNIKÓW

**Załącznik P1** – Informacja z Głównego Inspektoratu Ochrony Środowiska o aktualnym stanie jakości powietrza w rejonie PKN ORLEN S.A.

**Załącznik P2** – Wydruk danych i wyników programu OPERAT FB – substancje emitowane z procesów spalania oraz związki nieorganiczne

**Załącznik P3** – Wydruk danych i wyników programu OPERAT FB – substancje organiczne

## 1. Ocena oddziaływania na jakość powietrza

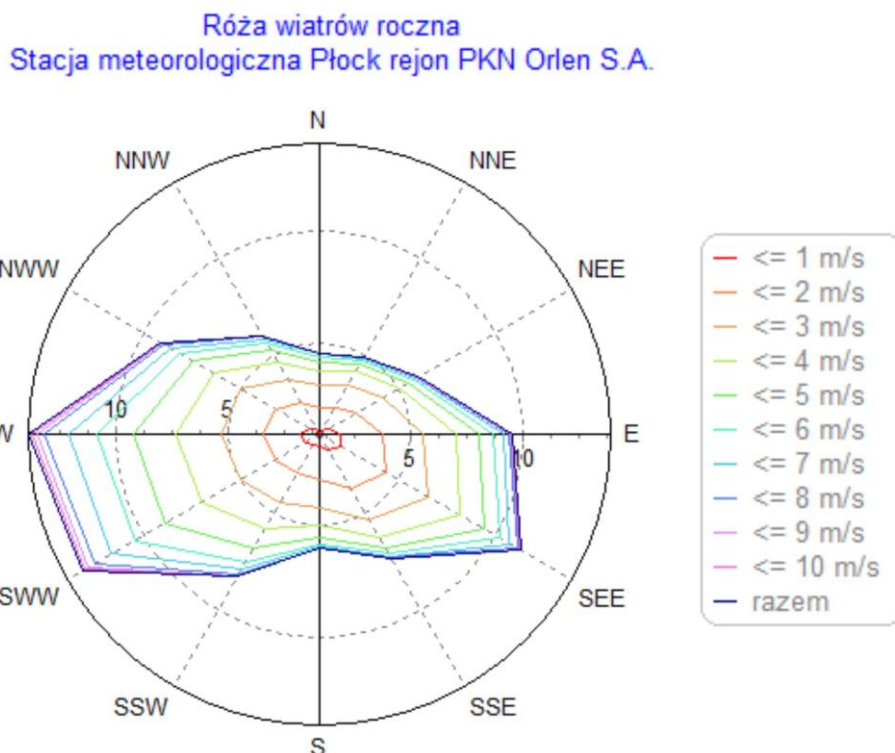
### 1.1 Warunki meteorologiczne, aerodynamiczna szorstkość terenu i stan jakości powietrza atmosferycznego

Teren planowanego przedsięwzięcia znajduje się w strefie klimatu umiarkowanego przejściowego. Według podziału Polski na dzielnice rolno-klimatyczne (R. Gumiński, 1951 r.), rejon Zakładu PKN ORLEN S.A. znajduje się na terenie dzielnicy VII, tj. „Środkowej”. Region ten charakteryzuje się dużą zmiennością warunków pogodowych w ciągu roku wywołaną ścierającymi się masami powietrza polarno-morskiego i polarno-kontynentalnego.

W rejonie Płocka średnia roczna temperatura powietrza wynosi ok. 8 °C, zaś roczna suma opadów atmosferycznych kształtuje się w zakresie 450 – 600 mm.

Róża wiatrów dla rejonu zakładu PKN Orlen S.A. w Płocku opracowana przez Instytut Meteorologii i Gospodarki Wodnej na podstawie wyników pomiarów z wielolecia wskazuje na dominację wiatrów z sektora zachodniego (W). Częstość występowania wiatrów z tego kierunku wynosi ok. 13,85%. Ponadto, duży udział (ok. 13,09%) mają wiatry wiejące z kierunku zachodnio-południowo-zachodniego (SWW). Rzadziej w ciągu roku występują wiatry z sektorów wschodnich, najrzadziej z południowych i północnych.

Pod względem prędkości wiatru największy udział (ok. 56%) mają wiatry słabe, których prędkość mieści się w granicach do 3 m/s. Udział wiatrów średnich (4-6 m/s) wynosi ok.33%, zaś wiatry o prędkości ponad 6 m/s występują przez ok. 11% czasu w roku.



Rysunek 1. Roczna róża wiatrów dla rejonu PKN Orlen S.A., opracowana przez IMGW

**Tabela 1. Zestawienie udziałów poszczególnych kierunków wiatru %**

NNE	NEE	E	SEE	SSE	S	SSW	SWW	W	NWW	NNW	N
4,94	6,04	9,53	11,24	7,31	6,04	8,25	13,09	13,85	9,09	6,04	4,58

**Tabela 2. Zestawienie częstości poszczególnych prędkości wiatru %**

1 m/s	2 m/s	3 m/s	4 m/s	5 m/s	6 m/s	7 m/s	8 m/s	9 m/s	10 m/s	11 m/s
18,90	19,07	18,28	14,59	11,10	7,32	5,04	3,65	1,13	0,51	0,41

### Stan jakości powietrza

Stan jakości powietrza w rejonie planowanej inwestycji określony został pismem Głównego Inspektoratu Ochrony Środowiska, znak DM/063-1/532/20/PG, z dnia 07.07.2020 r. (**załącznik P1**). Określone w/w pismem średnioroczne wartości stężeń substancji w powietrzu przedstawiono w poniższej tabeli i porównano z poziomami dopuszczalnymi uśrednionymi dla roku kalendarzowego, określonymi w Rozporządzeniu Ministra Środowiska z dnia 24 sierpnia 2012 r. w sprawie poziomów niektórych substancji w powietrzu (Dz. U. z 2012 r., poz. 1031, z późn. zm.):

**Tabela 3. Stan jakości powietrza w rejonie PKN ORLEN S.A. w Płocku**

L.p.	Nazwa substancji	Numer CAS	Średnioroczne stężenie substancji w powietrzu (dane za rok 2019) R [ $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ]	Poziom dopuszczalny substancji w powietrzu $D_a$ [ $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ]	Wartość dyspozycyjna dla oddziaływania projektowanych nowych instalacji $D_a - R$ [ $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ]
Miasto Płock ul. Chemików 7, gmina Miasto Płock, powiat Miasto Płock					
1	Dwutlenek azotu	10102-44-0	19	40 <sup>(1)</sup>	21
2	Dwutlenek siarki	7446-09-5	11	20 <sup>(2)</sup>	9
3	Pył zawieszony PM10	-	25	40 <sup>(1)</sup>	15
4	Pył zawieszony PM2,5	-	20	25 / 20 <sup>(1, 3)</sup>	-
5	Benzen	71-43-2	0,9	5 <sup>(1)</sup>	4,1
6	Ołów (w pyle PM10)	7439-92-1	0,004	0,5 <sup>(1)</sup>	0,496
Działka o nr ewidencyjnym 216/3 w miejscowości Biała, gmina Stara Biała, powiat płocki					
1	Dwutlenek azotu	10102-44-0	13	40 <sup>(1)</sup>	27
2	Dwutlenek siarki	7446-09-5	11	20 <sup>(2)</sup>	9
3	Pył zawieszony PM10	-	24	40 <sup>(1)</sup>	16
4	Pył zawieszony PM2,5	-	21	25 / 20 <sup>(1, 3)</sup>	-
5	Benzen	71-43-2	1,2	5 <sup>(1)</sup>	3,8
6	Ołów (w pyle PM10)	7439-92-1	0,005	0,5 <sup>(1)</sup>	0,495



L.p.	Nazwa substancji	Numer CAS	Średnioroczne stężenie substancji w powietrzu (dane za rok 2019) R [ $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ]	Poziom dopuszczalny substancji w powietrzu $D_a$ [ $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ]	Wartość dyspozycyjna dla oddziaływania projektowanych nowych instalacji $D_a - R$ [ $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ]
Miejscowość Nowe Draganie, gmina Stara Biała, powiat płocki					
1	Dwutlenek azotu	10102-44-0	16	40 <sup>(1)</sup>	24
2	Dwutlenek siarki	7446-09-5	11	20 <sup>(2)</sup>	9
3	Pył zawieszony PM10	-	23	40 <sup>(1)</sup>	17
4	Pył zawieszony PM2,5	-	19	25 / 20 <sup>(1, (3)</sup>	1
5	Benzen	71-43-2	1,2	5 <sup>(1)</sup>	3,8
6	Ołów (w pyle PM10)	7439-92-1	0,005	0,5 <sup>(1)</sup>	0,495
Miejscowość Stare Draganie, gmina Stara Biała, powiat płocki					
1	Dwutlenek azotu	10102-44-0	15	40 <sup>(1)</sup>	25
2	Dwutlenek siarki	7446-09-5	10	20 <sup>(2)</sup>	10
3	Pył zawieszony PM10	-	23	40 <sup>(1)</sup>	17
4	Pył zawieszony PM2,5	-	18	25 / 20 <sup>(1, (3)</sup>	2
5	Benzen	71-43-2	1,2	5 <sup>(1)</sup>	3,8
6	Ołów (w pyle PM10)	7439-92-1	0,005	0,5 <sup>(1)</sup>	0,495
Miejscowość Nowe Trzepowo, gmina Stara Biała, powiat płocki					
1	Dwutlenek azotu	10102-44-0	14	40 <sup>(1)</sup>	26
2	Dwutlenek siarki	7446-09-5	8	20 <sup>(2)</sup>	12
3	Pył zawieszony PM10	-	23	40 <sup>(1)</sup>	17
4	Pył zawieszony PM2,5	-	18	25 / 20 <sup>(1, (3)</sup>	2
5	Benzen	71-43-2	1,2	5 <sup>(1)</sup>	3,8
6	Ołów (w pyle PM10)	7439-92-1	0,005	0,5 <sup>(1)</sup>	0,495
Miejscowość Nowa Biała, gmina Stara Biała, powiat płocki					
1	Dwutlenek azotu	10102-44-0	16	40 <sup>(1)</sup>	24
2	Dwutlenek siarki	7446-09-5	11	20 <sup>(2)</sup>	9
3	Pył zawieszony PM10	-	33	40 <sup>(1)</sup>	7
4	Pył zawieszony PM2,5	-	25	25 / 20 <sup>(1, (3)</sup>	-
5	Benzen	71-43-2	1,2	5 <sup>(1)</sup>	3,8
6	Ołów (w pyle PM10)	7439-92-1	0,005	0,5 <sup>(1)</sup>	0,495

- <sup>1)</sup> - poziom dopuszczalny ze względu na ochronę zdrowia ludzi,
- <sup>2)</sup> - poziom dopuszczalny ze względu na ochronę roślin,
- <sup>3)</sup> - poziom dopuszczalny, który obowiązywał do dnia 31 grudnia 2019 roku (wartości stężeń średniorocznych podane w piśmie GIOŚ odnoszą się do roku 2019) / obecnie obowiązujący poziom dopuszczalny.

Podane przez GIOŚ wartości średniorocznych stężeń zanieczyszczeń odnoszące się do ostatniego pełnego roku, dla którego zakończono opracowanie i weryfikację danych z monitoringu stanu jakości powietrza (2019 r.) kształtują się na poziomach nie przekraczających wartości dopuszczalnych, które obowiązywały w w/w roku. W przypadku miejscowości Biała (dz. o nr ewid. 216/3) oraz Nowa Biała, podane średnioroczne stężenia pyłu PM<sub>2,5</sub> w roku 2019 kształtowały się jednak na poziomach wyższych od dopuszczalnego poziomu docelowego, który obowiązuje obecnie (od dnia 1 stycznia 2020 roku) – odpowiednio o 5 µg/m<sup>3</sup> wyższym w przypadku miejscowości Nowa Biała i 1 µg/m<sup>3</sup> wyższym w przypadku miejscowości Biała. W przypadku Miasta Płocka przy ul. Chemików 7, podane średnioroczne stężenie pyłu PM<sub>2,5</sub> w roku 2019 kształtowało się natomiast na poziomie równym obecnie obowiązującej wartości dopuszczalnej.

Dla substancji w powietrzu, dla których GIOŚ nie określił aktualnego stanu zanieczyszczenia powietrza, dla potrzeb modelowania rozprzestrzeniania zanieczyszczeń w powietrzu wartość tła przyjmuje się na poziomie 10% wartości odniesienia uśrednionej dla roku kalendarzowego.

Należy zwrócić uwagę na fakt, że zakład PKN ORLEN S.A. funkcjonuje na analizowanym terenie od wielu lat i informacja o stanie zanieczyszczenia powietrza przedstawiona w załączonym do niniejszego opracowania piśmie Głównego Inspektoratu Ochrony Środowiska odzwierciedla już rzeczywisty wpływ m.in. istniejących instalacji PKN ORLEN S.A. na średnioroczne stężenia substancji w powietrzu występujące w analizowanym rejonie. Z tego względu, różnice między poziomami dopuszczalnymi, a podanymi przez GIOŚ wartościami stężeń poszczególnych substancji w powietrzu, traktować należy jako wartości dyspozycyjne dla oddziaływania samych projektowanych instalacji, a nie dla oddziaływania skumulowanego całego Zakładu.

#### **Aerodynamiczna szorstkość terenu**

Aerodynamiczna szorstkość terenu jest jednym z parametrów podłoża wpływających bezpośrednio na procesy rozprzestrzeniania się zanieczyszczeń w dolnej warstwie atmosfery zwanej warstwą graniczną i w jej najniższej części zwanej warstwą przyziemną. Z definicji, aerodynamiczna szorstkość terenu jest wysokością nad poziomem terenu, dla której prędkość wiatru wynosi zero. Szorstkość podłoża wpływa na warunki meteorologiczne przede wszystkim jako czynnik kształtujący pionowy profil prędkości wiatru oraz generujący ruchy turbulencyjne atmosfery o charakterze dynamicznym.

Wartość współczynnika aerodynamicznej szorstkości terenu określa się zgodnie z Rozporządzeniem 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) załącznik nr 3 – „Referencyjne metodyki modelowania poziomów substancji w powietrzu”.

Wartość współczynnika aerodynamicznej szorstkości terenu uśredniona dla obszaru znajdującego się w zasięgu 50-cio krotnej wysokości najwyższego emitora znajdującego się na terenie PKN ORLEN S.A. w Płocku wynosi:

- **z<sub>0</sub>= 0,6 m**

## 1.2 Emisje do atmosfery i oddziaływanie na stan jakości powietrza w fazie realizacji

W fazie realizacji projektowanych instalacji na terenie kompleksu PKN ORLEN S.A. zachodzić będą następujące emisje do powietrza:

- emisja produktów spalania paliwa (oleju napędowego) w silnikach maszyn budowlanych,
- pylenie wtórne w wyniku ruchu pojazdów na terenie objętym pracami budowlanymi,
- pylenie wskutek przemieszczania mas ziemnych, cementu i kruszyw budowlanych.

Wielkość emisji, a co za tym idzie zasięg niekorzystnego oddziaływania zależec będzie od rodzaju wykorzystywanego sprzętu budowlanego i jego stanu technicznego, sposobu prowadzenia robót, warunków meteorologicznych i fazy realizacji budowy. Z tego względu ściśle określenie wielkości emisji w fazie budowy jest niezmiernie trudne. Największa emisja zanieczyszczeń do powietrza występować będzie w fazie robót ziemnych.

Wielkość emisji zanieczyszczeń do powietrza w fazie budowy obliczono na podstawie poniższej specyfikacji przewidywanej liczby pojazdów ciężkich (w tym koparki, koparko-ładowarki, spycharki, wywrotki, dźwigi itp.), które będą obsługiwać plac budowy oraz przywozić i odwozić materiały oraz urządzenia w poszczególnych miesiącach trwania budowy. W przypadku analizowanego projektu, ze względu na wczesną fazę zaawansowania prac projektowych szczegółowy harmonogram budowy nie został jeszcze opracowany. Poniższa specyfikacja została opracowana na podstawie rzeczywistych danych dotyczących realizacji innego obiektu przemysłowego o podobnej skali - spodziewać się należy, że w przypadku analizowanej instalacji harmonogram prac będzie podobny.

**Tabela 4. Specyfikacja przewidywanej ilości pojazdów ciężkich, które przemieszczać się będą po placu budowy w poszczególnych miesiącach robót (\* - wartość maksymalna)**

Ciężkie pojazdy z wyposażeniem oraz pojazdy budowy		Miesiąc budowy	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
pojazdy obsługujące plac budowy	Ilość pojazdów ciężkich na placu budowy	poj./dzień	38	44	48	49*	20	26	26	22	22	24
	Ilość pojazdów ciężkich na placu budowy	poj./mies.	988	1144	1248	1274*	520	676	676	572	572	624
pojazdy przywożące i odwożące materiały i urządzenia	Ilość pojazdów ciężkich na placu budowy przemieszczających się	poj./dzień	77	89	96	98*	41	53	53	43	43	48
	Ilość pojazdów ciężkich na placu budowy przemieszczających się	poj./mies.	2002	2314	2496	2548*	1066	1378	1378	1118	1118	1248
Ciężkie pojazdy z wyposażeniem oraz pojazdy budowy		Miesiąc budowy	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
pojazdy obsługujące plac budowy	Ilość pojazdów ciężkich na placu budowy	poj./dzień	24	22	11	10	10	10	10	10	8	8
	Ilość pojazdów ciężkich na placu budowy	poj./mies.	624	572	286	260	260	260	260	260	208	208

pojazdy przywożące i odwożące materiały i urządzenia	Ilość pojazdów ciężkich na placu budowy przemieszczających się	poj./dzień	48	43	22	19	19	19	19	19	17	17
	Ilość pojazdów ciężkich na placu budowy przemieszczających się	poj./mies.	1248	1118	572	494	494	494	494	494	442	442
<b>Ciężkie pojazdy z wyposażeniem oraz pojazdy budowy</b>		<b>Miesiąc budowy</b>	<b>21</b>	<b>22</b>	<b>23</b>	<b>24</b>	<b>25</b>	<b>26</b>	<b>27</b>	<b>28</b>	<b>29</b>	<b>30 i 31</b>
pojazdy obsługujące plac budowy	Ilość pojazdów ciężkich na placu budowy	poj./dzień	6	6	5	5	4	4	4	0	0	0
	Ilość pojazdów ciężkich na placu budowy	poj./mies.	156	156	130	130	104	104	104	0	0	0
pojazdy przywożące i odwożące materiały i urządzenia	Ilość pojazdów ciężkich na placu budowy przemieszczających się	poj./dzień	12	12	10	10	7	7	7	0	0	0
	Ilość pojazdów ciężkich na placu budowy przemieszczających się	poj./mies.	312	312	260	260	182	182	182	0	0	0

Do obliczenia wielkości emisji do powietrza przyjęto następujące założenia:

- Prace z użyciem ciężkiego sprzętu budowlanego prowadzone będą w godzinach dziennych (od godz. 6 do godz. 22), tj. maksymalnie przez 16 godzin na dobę;
- Liczba dni roboczych w miesiącu: 26;
- Typowe zużycie paliwa (oleju napędowego) dla 1 szt. ciężkiego sprzętu budowlanego: 6 dm<sup>3</sup>/mth;
- Efektywny czas pracy sprzętu budowlanego dla pojazdów obsługujących plac budowy: 50%, tj. przyjęto, że w ciągu 2 godzin zegarowych każda z maszyn średnio przepracuje 1 mth (jedną motogodzinę);
- Ciężar oleju napędowego: 0,82 kg/dm<sup>3</sup>,
- Czas przebywania samochodu ciężarowego (z włączonym silnikiem) przywożącego lub odwożącego materiały i urządzenia na placu budowy podczas jednego kursu: 15 minut,
- Zawartość siarki w paliwie - 10 mg/kg (wg Rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 9 października 2015 r. w sprawie wymagań jakościowych dla paliw ciekłych - Dz. U. z 2015 r., poz. 1680, z późn. zm.). Założono całkowite utlenienie siarki do SO<sub>2</sub> w procesie spalania - wskaźnik emisji dwutlenku siarki 0,02 g SO<sub>2</sub>/kg paliwa;
- Emisje jednostkowe tlenków azotu, NMLZO, tlenku węgla i pyłu ze spalania 1 kg oleju napędowego przyjęto za opracowaniem EMEP/EEA air pollutant emission inventory guidebook 2019 (wskaźniki emisji dla grupy 'Non-road mobile sources and machinery');
- Przyjęto, że 100% Niemetanowych Lotnych Związków Organicznych (NMLZO) stanowić będzie mieszanina węglowodorów (HC) zawartych w paliwie, które nie uległy spalaniu; przyjęto, że emisja węglowodorów aromatycznych stanowić może do 35% sumy węglowodorów (HC), pozostałe 65%

stanowić będą węglowodory alifatyczne (Źródło: Ekologiczne problemy silników spalinowych Tom 1, Jerzy Merkiś, Wydawnictwo Politechniki Poznańskiej, 1998 r.).

Emisję maksymalną godzinową do powietrza z pojazdów obsługujących plac budowy obliczono zgodnie z poniższym wzorem:

$$E_i^{\max} = n \cdot Z \cdot t \cdot \gamma \cdot W_i \cdot 10^{-3} \quad [\text{kg/h}]$$

n – maksymalna liczba ciężkich maszyn pracujących jednocześnie na placu budowy [-]

Z – zużycie paliwa na godzinę pracy 1 urządzenia [dm<sup>3</sup>/mth]

t – efektywny czas pracy urządzenia [%]

γ – ciężar oleju napędowego [kg/dm<sup>3</sup>]

W<sub>i</sub> – emisja jednostkowa i-tego zanieczyszczenia z silnika spalinowego [g/kg]

Emisję całkowitą do powietrza z pojazdów obsługujących plac budowy (całkowita emisja z prac trwających 31 miesięcy) obliczono zgodnie z poniższym wzorem:

$$E_i = \frac{W_i \cdot \gamma \cdot \sum_{k=1}^n Z \cdot t \cdot n_k \cdot h}{10^6} \quad [\text{Mg}]$$

W<sub>i</sub> – emisja jednostkowa i-tego zanieczyszczenia z silnika spalinowego [g/kg paliwa]

γ – ciężar oleju napędowego [kg/dm<sup>3</sup>]

Z – zużycie paliwa na godzinę pracy 1 urządzenia [dm<sup>3</sup>/mth]

t – efektywny czas pracy urządzenia [%]

n<sub>k</sub> – liczba urządzeń na placu robót w k-tym miesiącu budowy [-]

h- liczba godzin roboczych w miesiącu: 26 dni x 16 h/dzień = 416 h/miesiąc

Emisję maksymalną godzinową do powietrza z ruchu samochodów ciężarowych przywożących lub odwożących materiały i urządzenia obliczono zgodnie z poniższym wzorem:

$$E_i^{\max} = W_i \cdot \gamma \cdot n \cdot t \cdot Z \cdot 10^{-3} \quad [\text{kg/h}]$$

W<sub>i</sub> – emisja jednostkowa i-tego zanieczyszczenia z silnika spalinowego [g/kg]

γ – ciężar oleju napędowego [kg/dm<sup>3</sup>]

n – ilość kursów samochodów na godzinę (maks. ilość kursów/dobę ÷ 16 godzin pracy) [-]

t – czas przebywania samochodu ciężarowego na placu budowy podczas 1 kursu [h]

Z – zużycie paliwa na godzinę pracy samochodu ciężarowego [dm<sup>3</sup>/h]

Emisję całkowitą do powietrza z ruchu samochodów ciężarowych przywożących lub odwożących materiały i urządzenia (całkowita emisja z prac trwających 31 miesięcy) obliczono zgodnie z poniższym wzorem:

$$E_i = \frac{W_i \cdot \gamma \cdot \sum_{k=1}^n n_k \cdot t \cdot Z}{10^6} \quad [\text{Mg}]$$

W<sub>i</sub> – emisja jednostkowa i-tego zanieczyszczenia z silnika spalinowego [g/kg paliwa]

γ – ciężar oleju napędowego [kg/dm<sup>3</sup>]

n<sub>k</sub> – ilość kursów samochodów na miesiąc w k-tym miesiącu trwania prac [kursy/miesiąc]

t – czas przebywania samochodu ciężarowego na placu budowy podczas 1 kursu [h]

Z – zużycie paliwa na godzinę pracy samochodu ciężarowego [dm<sup>3</sup>/h]

**Tabela 5. Szacunkowa wielkość emisji zanieczyszczeń z placu budowy – emisja maksymalna 1-godzinna**

Substancja	Wskaźnik emisji W [g/kg paliwa]	Emisja maksymalna 1-godzinna [kg/h]		
		Pojazdy obsługujące plac budowy	Pojazdy przywożące i odwożące materiały i urządzenia	Ogółem
Tlenki azotu (NO <sub>x</sub> )	32,629	3,933	0,246	4,179
NM VOC	3,377	0,407	0,025	0,433
Tlenek węgla (CO)	10,774	1,299	0,081	1,380
Pył ogółem (TSP), , w tym do 100% pyłu PM10 i PM2,5*	2,104	0,254	0,016	0,269
Dwutlenek siarki (SO <sub>2</sub> )	0,02	0,0024	0,00015	0,003
Węglowodory alifatyczne (HC al.)	2,195	0,265	0,017	0,281
Węglowodory aromatyczne (HC ar.)	1,182	0,142	0,009	0,151

\* - w przypadku pyłu emitowanego ze spalania paliw ciekłych pył drobnych frakcji stanowić może do 100% emisji pyłu ogółem

**Tabela 6. Szacunkowa wielkość emisji zanieczyszczeń z placu budowy – emisja całkowita**

Substancja	Wskaźnik emisji W [g/kg paliwa]	Emisja całkowita z prac budowlanych [Mg]		
		Pojazdy obsługujące plac budowy	Pojazdy przywożące i odwożące materiały i urządzenia	Ogółem
Tlenki azotu (NO <sub>x</sub> )	32,629	15,894	0,989	16,883
NM VOC	3,377	1,645	0,102	1,747
Tlenek węgla (CO)	10,774	5,248	0,327	5,575
Pył ogółem (TSP), , w tym do 100% pyłu PM10 i PM2,5*	2,104	1,025	0,064	1,089
Dwutlenek siarki (SO <sub>2</sub> )	0,02	0,010	0,001	0,010
Węglowodory alifatyczne (HC al.)	2,195	1,069	0,067	1,136
Węglowodory aromatyczne (HC ar.)	1,182	0,576	0,036	0,612

\* - w przypadku pyłu emitowanego ze spalania paliw ciekłych pył drobnych frakcji stanowić może do 100% emisji pyłu ogółem

Okresowo wymienione emisje o charakterze niezorganizowanym mogą być dokuczliwe, ale biorąc pod uwagę przejściowy charakter prac budowlanych należy uznać, że etap ten nie spowoduje trwałych negatywnych zmian w środowisku. Podczas trwania budowy możliwe jest istotne ograniczenie wielkości emisji poprzez stosowanie technicznych i organizacyjnych metod prowadzenia robót, takich jak:

- wyłączanie silników w trakcie postoju bądź załadunku maszyn budowlanych i pojazdów ciężarowych,
- prowadzenie prac budowlanych przy użyciu sprzętu budowlanego w dobrym stanie technicznym,
- przewożenie materiałów sypkich samochodami wyposażonymi w plandeki ograniczające pylenie;

- wprowadzenie ograniczenia prędkości pojazdów po placu budowy;
- sprzątnięcie placu budowy za pomocą urządzeń zaopatrzonych w rozwiązania techniczne ograniczające unos pyłu (np. zastosowanie zamiatarek ssących);
- w razie wystąpienia niekorzystnych warunków atmosferycznych (np. silnego wiatru przy braku opadów) - przykrywanie hałd materiałów sypkich plandekami i/lub zraszanie wodą;
- stosowanie mieszanek betonowych wytwarzanych w zewnętrznych wytwórniach, w celu ograniczenia mieszania materiałów sypkich na placu budowy do niezbędnego minimum;
- wykonywanie cięcia elementów betonowych w płaszczu wodnym (tzw. cięcie „na mokro”).

### 1.3 Emisje do atmosfery i oddziaływanie na stan jakości powietrza w fazie eksploatacji

Planowane przedsięwzięcie inwestycyjne PKN ORLEN S.A. na terenie zakładu w Płocku, dla którego w niniejszym opracowaniu wykonano ocenę oddziaływania na jakość powietrza, obejmuje:

1. Budowę nowej głównej instalacji:
  - Instalacja Olefin III (Steam Cracker).
2. Budowę instalacji współpracujących z główną instalacją (tzw. instalacji peryferyjnych):
  - Instalacja Ekstrakcji Butadienu i Koncentracji (BDE),
  - Instalacja Eteru ETBE (ETBE),
  - Instalacja Uwodornienia Benzyny Pirolitycznej (PGH),
  - Instalacja Ekstrakcji Styrenu (SE),
  - Instalacja Tlenku Etylenu i Glikolu III (EO/EG).
3. Budowę infrastruktury logistycznej,
4. Budowę instalacji energetycznych, pomocniczych i połączeń międzyobiektowych.

Na podstawie analizy dostępnych danych o planowanej inwestycji zidentyfikowano niżej wyszczególnione źródła emisji substancji do powietrza w fazie eksploatacji. Zgodnie z udostępnioną dokumentacją, projektuje się następujące źródła emisji substancji, dla których określone są dopuszczalne poziomy substancji w powietrzu lub wartości odniesienia (tzw. substancje normowane):

#### Wytwórnia Olefin 3 (Steam Cracker):

- 6 pieców pirolitycznych do krakingu parowego, o nominalnej mocy cieplnej każdego z pieców wynoszącej 120 MW<sub>th</sub> – obiekty H-111, H-112, H-113, H-114, H-115 i H-116, będących źródłem zorganizowanej emisji produktów spalania gazu metanowego z Instalacji Olefin III i/lub gazu ziemnego - emisja tlenków azotu, tlenku węgla, dwutlenku siarki i pyłu (w tym pyłu PM<sub>10</sub> i PM<sub>2,5</sub>); ponadto zachodzić będzie emisja pyłu (w tym pyłu PM<sub>10</sub> i PM<sub>2,5</sub>) oraz tlenku węgla podczas cyklicznego odkoksowania pieców.

#### Instalacja Uwodornienia Benzyny Pirolitycznej (PGH):

- piec technologiczny – podgrzewacz wsadu, o nominalnej mocy cieplnej wynoszącej 2 MW<sub>th</sub> – obiekt F-001, będący źródłem zorganizowanej emisji produktów spalania gazu metanowego z Instalacji Olefin III lub gazu ziemnego – emisja tlenków azotu, tlenku węgla, dwutlenku siarki i pyłu (w tym pyłu PM<sub>10</sub> i PM<sub>2,5</sub>).

#### Wytwórnia Tlenku Etylenu i Glikoli (EO/EG):

- dopalacz katalityczny – obiekt U-220 – przeznaczony do dopalania związków organicznych zawartych w gazach procesowych odprowadzanych z instalacji EO/EG, zaopatrzony w palnik o nominalnej mocy cieplnej 4 MW<sub>th</sub> – emisja tlenków azotu, tlenku węgla, dwutlenku siarki i pyłu (w tym pyłu PM<sub>10</sub> i PM<sub>2,5</sub>), jak również resztkowych

(nie spalonych) lotnych związków organicznych (LZO), w tym tlenku etylenu i węglowodorów alifatycznych; zakładana skuteczność usuwania LZO przez dopalacz katalityczny – 99%;

- kocioł odzysknicowy ciepła odpadowego – obiekt B-910 - zaopatrzone w palnik o nominalnej mocy cieplnej ok. 5 MW<sub>th</sub>, będący źródłem zorganizowanej emisji produktów spalania gazów procesowych z instalacji EO/EG–emisja tlenków azotu, tlenku węgla, dwutlenku siarki i pyłu (w tym pyłu PM10 i PM2,5) oraz resztkowych (nie spalonych) lotnych związków organicznych (LZO), w tym tlenku etylenu;

Instalacje i systemy energetyczne, pomocnicze i infrastrukturalne (OSBL):

- Elektrociepłownia II - 3 kotły do wytwarzania pary technologicznej, o nominalnej mocy cieplnej każdego kotła wynoszącej 312 MW<sub>th</sub> – obiekty 4600-K1, 4600-K2 i 4600-K3, będące źródłem zorganizowanej emisji produktów spalania gazu metanowego z Instalacji Olefin III lub gazu ziemnego - tlenków azotu, tlenku węgla, dwutlenku siarki i pyłu (w tym pyłu PM10 i PM2,5); w związku z opcjonalnym montażem instalacji redukcji tlenków azotu (SCR lub SNCR) w analizie uwzględniono dodatkowo emisję amoniaku;

- zbiorniki magazynowe benzyny średniej z dachami pływającymi – obiekty 6710-TK3 i 6710-TK4, będące źródłem niezorganizowanej emisji lotnych składników benzyn -węglowodorów alifatycznych, benzenu, toluenu i ksylenu.

Pozostałe (inne niż wyżej wymienione) projektowane instalacje i obiekty nie będą źródłem emisji zanieczyszczeń do powietrza.

Planuje się, że analizowane instalacje będą eksploatowane całodobowo, w trybie ciągłym, wyłączając postoje związane z pracami konserwacyjno-remontowymi.

Poniżej przedstawiono parametry emitorów, jak również przewidywane wielkości emisji z wyżej wyszczególnionych źródeł, określone przez projektanta.



**A. EMISJA ZORGANIZOWANA**

Poniżej przedstawiono parametry emitorów oraz przewidywane wielkości emisji zorganizowanej:

**Tabela 7. Parametry projektowanych emitorów – emisja zorganizowana**

Źródło emisji	Emitor	Parametry emitora <sup>(1)</sup>								Czas emisji [h/rok]
		H [m]	d [m]	Tryb pracy	V <sub>N</sub> [Nm <sup>3</sup> /h]	V <sub>SS, 3% O<sub>2</sub></sub> [m <sup>3</sup> <sub>u</sub> /h]	V <sub>RZ</sub> [m <sup>3</sup> /h]	v [m/s]	T [K]	
Wytwórnia Olefin III <sup>(2)</sup>										
Piec pirolityczny H-111	BEM1000	50	2,0 x 1,5	Proces krakingu <sup>(2)</sup>	150 000 <sup>(3)</sup>	136 123	220 758 <sup>(4)</sup>	20,4 <sup>(4)</sup>	385-419 <sup>(5)</sup>	7200 <sup>(7)</sup>
				Tryb HSS <sup>(2)</sup>	65 500	59 441	117 020 <sup>(4)</sup>	10,8 <sup>(4)</sup>	453-523 <sup>(5)</sup>	900
Piec pirolityczny H-112	BEM1001	50	2,0 x 1,5	Proces krakingu <sup>(2)</sup>	150 000 <sup>(3)</sup>	136 123	220 758 <sup>(4)</sup>	20,4 <sup>(4)</sup>	385-419 <sup>(5)</sup>	7200 <sup>(7)</sup>
				Tryb HSS <sup>(2)</sup>	65 500	59 441	117 020 <sup>(4)</sup>	10,8 <sup>(4)</sup>	453-523 <sup>(5)</sup>	900
Piec pirolityczny H-113	BEM1002	50	2,0 x 1,5	Proces krakingu <sup>(2)</sup>	150 000 <sup>(3)</sup>	136 123	220 758 <sup>(4)</sup>	20,4 <sup>(4)</sup>	385-419 <sup>(5)</sup>	7200 <sup>(7)</sup>
				Tryb HSS <sup>(2)</sup>	65 500	59 441	117 020 <sup>(4)</sup>	10,8 <sup>(4)</sup>	453-523 <sup>(5)</sup>	900
Piec pirolityczny H-114	BEM1003	50	2,0 x 1,5	Proces krakingu <sup>(2)</sup>	150 000 <sup>(3)</sup>	136 123	220 758 <sup>(4)</sup>	20,4 <sup>(4)</sup>	385-419 <sup>(5)</sup>	7200 <sup>(7)</sup>
				Tryb HSS <sup>(2)</sup>	65 500	59 441	117 020 <sup>(4)</sup>	10,8 <sup>(4)</sup>	453-523 <sup>(5)</sup>	900
Piec pirolityczny H-115	BEM1004	50	2,0 x 1,5	Proces krakingu <sup>(2)</sup>	150 000 <sup>(3)</sup>	136 123	220 758 <sup>(4)</sup>	20,4 <sup>(4)</sup>	385-419 <sup>(5)</sup>	7200 <sup>(7)</sup>
				Tryb HSS <sup>(2)</sup>	65 500	59 441	117 020 <sup>(4)</sup>	10,8 <sup>(4)</sup>	453-523 <sup>(5)</sup>	900
Piec pirolityczny H-116	BEM1005	50	2,0 x 1,5	Proces krakingu <sup>(2)</sup>	150 000 <sup>(3)</sup>	136 123	220 758 <sup>(4)</sup>	20,4 <sup>(4)</sup>	385-419 <sup>(5)</sup>	7200 <sup>(7)</sup>
				Tryb HSS <sup>(2)</sup>	65 500	59 441	117 020 <sup>(4)</sup>	10,8 <sup>(4)</sup>	453-523 <sup>(5)</sup>	900

Źródło emisji	Emitor	Parametry emitora <sup>(1)</sup>								Czas emisji [h/rok]
		H [m]	d [m]	Tryb pracy	V <sub>N</sub> [Nm <sup>3</sup> /h]	V <sub>SS, 3% O<sub>2</sub></sub> [m <sup>3</sup> <sub>u</sub> /h]	V <sub>RZ</sub> [m <sup>3</sup> /h]	v [m/s]	T [K]	
Odkoksownik pieca H-111	BEM1006	30	1,2	Odkoksowanie	57 600	Nie określa się	138 755 <sup>(4)</sup>	34,1 <sup>(4)</sup>	623-693 <sup>(5)</sup>	500
Odkoksownik pieca H-112	BEM1007	30	1,2	Odkoksowanie	57 600	Nie określa się	138 755 <sup>(4)</sup>	34,1 <sup>(4)</sup>	623-693 <sup>(5)</sup>	500
Odkoksownik pieca H-113	BEM1008	30	1,2	Odkoksowanie	57 600	Nie określa się	138 755 <sup>(4)</sup>	34,1 <sup>(4)</sup>	623-693 <sup>(5)</sup>	500
Odkoksownik pieca H-114	BEM1009	30	1,2	Odkoksowanie	57 600	Nie określa się	138 755 <sup>(4)</sup>	34,1 <sup>(4)</sup>	623-693 <sup>(5)</sup>	500
Odkoksownik pieca H-115	BEM1010	30	1,2	Odkoksowanie	57 600	Nie określa się	138 755 <sup>(4)</sup>	34,1 <sup>(4)</sup>	623-693 <sup>(5)</sup>	500
Odkoksownik pieca H-116	BEM1011	30	1,2	Odkoksowanie	57 600	Nie określa się	138 755 <sup>(4)</sup>	34,1 <sup>(4)</sup>	623-693 <sup>(5)</sup>	500
Elektrociepłownia II										
Kocioł parowy 4600-K1 Kocioł parowy 4600-K2 Kocioł parowy 4600-K3	BEM1012 Emitor wspólny dla 3 kotłów parowych	70	6,0	Praca z nominalnym obciążeniem cieplnym <sup>(8)</sup>	1 kocioł: 475 000 Sumarycznie dla 3 kotłów: 1 425 000	1 kocioł: 431 057 Sumarycznie dla 3 kotłów: 1 293 171	1 kocioł: 787 754 Sumarycznie dla 3 kotłów: 2 363 262	Przy pracy wszystkich 3 kotłów z mocą nominalną: 23,2	453	8760
			Praca z przewidywanym średniorocznym obciążeniem cieplnym (50%)	1 kocioł: 237 500 Sumarycznie dla 3 kotłów: 712 500	1 kocioł: 215 529 Sumarycznie dla 3 kotłów: 646 586	1 kocioł: 411 267 Sumarycznie dla 3 kotłów: 1 181 631	Przy pracy zespołu kotłów z 50% obciążeniem: 11,6			

Źródło emisji	Emitor	Parametry emitora <sup>(1)</sup>								Czas emisji [h/rok]
		H [m]	d [m]	Tryb pracy	V <sub>N</sub> [Nm <sup>3</sup> /h]	V <sub>SS, 3% O<sub>2</sub></sub> [m <sup>3</sup> <sub>u</sub> /h]	V <sub>RZ</sub> [m <sup>3</sup> /h]	v [m/s]	T [K]	
Instalacja Uwodornienia Benzyny Pirolytycznej (PGH)										
Piec technologiczny – podgrzewacz wsadu PGH	BEM1013	30	0,5	-	2500	2269	4787	6,8	523	8400
Wytwórnia Tlenku etylenu i Glikoli (EO/EG)										
Dopalacz katalityczny U- 220	BEM1014	20	0,7	-	9800	8183 <sup>(6)</sup>	11 974	8,6	333	8000
Kocioł odzysknicowy B-910	BEM1015	20	0,5	-	10 000	5240 <sup>(6)</sup>	17 500	24,8	478	8000

1) Oznaczenia:

H - wysokość wylotu emitora względem poziomu terenu [m];

d - średnica lub wymiary wylotu emitora [m];

V<sub>N</sub> - objętość strumienia spalin mokrych w warunkach normalnych, tj. 273,15 K, 101,3 kPa [Nm<sup>3</sup>/h];

V<sub>SS, 3% O<sub>2</sub></sub> - objętość strumienia spalin gazu suchego w warunkach umownych (273,15 K, 101,3 kPa), przy referencyjnej zawartość 3% tlenu w spalinach [m<sup>3</sup><sub>u</sub>/h];

V<sub>RZ</sub> - rzeczywista objętość strumienia spalin na wylocie z emitora [m<sup>3</sup>/h];

v - prędkość wylotowa spalin [m/s];

T - temperatura spalin na wylocie emitora [K].

**Uwaga: W tabeli podano parametry emitatorów określone na podstawie wstępnych założeń projektowych.**

2) Proces krakingu parowego prowadzony jest w cyklach, pomiędzy którymi występują zaplanowane przerwy na odkoksowanie pieców. Emisja z pieców pirolitycznych zachodzić będzie podczas prowadzenia procesu krakingu, jak również podczas podtrzymywania pieca w gotowości pomiędzy cyklami (tryb „Hot Steam Standby – HSS”). Zakłada się łączną pracę maksymalnie 5 spośród 6 projektowanych pieców pirolitycznych (szósty pozostaje w rezerwie).

3) Wartość maksymalna. Zakładana zawartość pary wodnej: 15,8% obj., zakładana zawartość tlenu: 1,6% obj.

- 4) Wartość rzeczywistego natężenia przepływu gazów ( $V_{RZ}$ ) oraz odpowiadająca jej prędkość wylotowa spalin ( $v$ ) obliczona dla temperatury gazu na wylocie emitora ( $T$ ) równej średniej z przedziału określonego przez projektanta;
- 5) Do obliczeń rozprzestrzeniania zanieczyszczeń przyjęto wartość średnią z podanego przedziału;
- 6) bez korekty ze względu na zawartość tlenu (korekta nie ma zastosowania w analizowanym przypadku);
- 7) Ponieważ zakłada się jednoczesną pracę maksymalnie 5 z projektowanych 6 pieców pirolitycznych (szósty stanowi rezerwę), nie jest możliwe, by każdy z 6 pieców pracował przez 8100 (7200+900) godzin w ciągu tego samego roku. Niemniej jednak, piec pozostający w rezerwie będzie się zmieniał (nie będzie to cały czas ten sam piec), stąd teoretycznie każdy z pieców może w ciągu roku przepracować 8100 godzin. Z tego względu, w niniejszej tabeli podano czas emisji 8100 godzin przy każdym z pieców, niemniej jednak do obliczeń łącznej emisji rocznej (podanej w dalszej części rozdziału) oraz obliczeń rozprzestrzeniania zanieczyszczeń przyjęto czas emisji 8100 godzin dla 5 pieców oraz 660 godzin dla pieca szóstego;
- 8) praca z nominalnym obciążeniem cieplnym będzie krótkotrwała i występować będzie wyłącznie podczas operacji awaryjnego zatrzymania Instalacji Olefin III.

**Tabela 8. Zestawienie źródeł i wielkości emisji do powietrza w fazie eksploatacji – emisja zorganizowana**

Źródło emisji	Emitor	Czas emisji [h/rok]	Natężenie przepływu gazów w emitorze	Jednostka natężenia przepływu gazów w emitorze	Nazwa substancji	Stężenie substancji w strumieniu spalin	Jednostka stężenia substancji w strumieniu spalin	Emisja maksymalna jednogodzinna ze źródła i emitora [kg/h]	Maksymalna emisja roczna ze źródła i emitora [Mg/rok]
Piec pirolityczny H-111	BEM1000	Proces krakingu: 7200 h <sup>(3)</sup> Tryb HSS: 900 h	Proces krakingu: 136 123 Tryb HSS: 59 441	m <sup>3</sup> <sub>u</sub> /h, dla 3% tlenu	Tlenki azotu (NO <sub>x</sub> ) <sup>(1)</sup>	100	mg/m <sup>3</sup> <sub>u</sub> , dla 3% tlenu	13,6123	103,358
					Tlenek węgla (CO)	100	mg/m <sup>3</sup> <sub>u</sub> , dla 3% tlenu	13,6123	103,358
					Dwutlenek siarki (SO <sub>2</sub> )	35	mg/m <sup>3</sup> <sub>u</sub> , dla 3% tlenu	4,764305	36,175
					Pył ogółem (TSP), w tym do 100% pyłu PM10 i PM2,5 <sup>(2)</sup>	5	mg/m <sup>3</sup> <sub>u</sub> , dla 3% tlenu	0,680615	5,168
Piec pirolityczny H-112	BEM1001	Proces krakingu: 7200 h <sup>(3)</sup> Tryb HSS: 900 h	Proces krakingu: 136 123 Tryb HSS: 59 441	m <sup>3</sup> <sub>u</sub> /h, dla 3% tlenu	Tlenki azotu (NO <sub>x</sub> ) <sup>(1)</sup>	100	mg/m <sup>3</sup> <sub>u</sub> , dla 3% tlenu	13,6123	103,358
					Tlenek węgla (CO)	100	mg/m <sup>3</sup> <sub>u</sub> , dla 3% tlenu	13,6123	103,358
					Dwutlenek siarki (SO <sub>2</sub> )	35	mg/m <sup>3</sup> <sub>u</sub> , dla 3% tlenu	4,764305	36,175
					Pył ogółem (TSP), w tym do 100% pyłu PM10 i PM2,5 <sup>(2)</sup>	5	mg/m <sup>3</sup> <sub>u</sub> , dla 3% tlenu	0,680615	5,168

Źródło emisji	Emitor	Czas emisji [h/rok]	Natężenie przepływu gazów w emitorze	Jednostka natężenia przepływu gazów w emitorze	Nazwa substancji	Stężenie substancji w strumieniu spalin	Jednostka stężenia substancji w strumieniu spalin	Emisja maksymalna jednogodzinna ze źródła i emitora [kg/h]	Maksymalna emisja roczna ze źródła i emitora [Mg/rok]
Piec pirolityczny H-113	BEM1002	Proces krakingu: 7200 h <sup>(3)</sup> Tryb HSS: 900 h	Proces krakingu: 136 123  Tryb HSS: 59 441	m <sup>3</sup> <sub>u</sub> /h, dla 3% tlenu	Tlenki azotu (NO <sub>x</sub> ) <sup>(1)</sup>	100	mg/m <sup>3</sup> <sub>u</sub> , dla 3% tlenu	13,6123	103,358
					Tlenek węgla (CO)	100	mg/m <sup>3</sup> <sub>u</sub> , dla 3% tlenu	13,6123	103,358
					Dwutlenek siarki (SO <sub>2</sub> )	35	mg/m <sup>3</sup> <sub>u</sub> , dla 3% tlenu	4,764305	36,175
					Pył ogółem (TSP), w tym do 100% pyłu PM10 i PM2,5 <sup>(2)</sup>	5	mg/m <sup>3</sup> <sub>u</sub> , dla 3% tlenu	0,680615	5,168
Piec pirolityczny H-114	BEM1003	Proces krakingu: 7200 h <sup>(3)</sup> Tryb HSS: 900 h	Proces krakingu: 136 123  Tryb HSS: 59 441	m <sup>3</sup> <sub>u</sub> /h, dla 3% tlenu	Tlenki azotu (NO <sub>x</sub> ) <sup>(1)</sup>	100	mg/m <sup>3</sup> <sub>u</sub> , dla 3% tlenu	13,6123	103,358
					Tlenek węgla (CO)	100	mg/m <sup>3</sup> <sub>u</sub> , dla 3% tlenu	13,6123	103,358
					Dwutlenek siarki (SO <sub>2</sub> )	35	mg/m <sup>3</sup> <sub>u</sub> , dla 3% tlenu	4,764305	36,175
					Pył ogółem (TSP), w tym do 100% pyłu PM10 i PM2,5 <sup>(2)</sup>	5	mg/m <sup>3</sup> <sub>u</sub> , dla 3% tlenu	0,680615	5,168

Źródło emisji	Emitor	Czas emisji [h/rok]	Natężenie przepływu gazów w emitorze	Jednostka natężenia przepływu gazów w emitorze	Nazwa substancji	Stężenie substancji w strumieniu spalin	Jednostka stężenia substancji w strumieniu spalin	Emisja maksymalna jednogodzinna ze źródła i emitora [kg/h]	Maksymalna emisja roczna ze źródła i emitora [Mg/rok]
Piec pirolityczny H-115	BEM1004	Proces krakingu: 7200 h <sup>(3)</sup> Tryb HSS: 900 h	Proces krakingu: 136 123 Tryb HSS: 59 441	m <sup>3</sup> <sub>u</sub> /h, dla 3% tlenu	Tlenki azotu (NO <sub>x</sub> ) <sup>(1)</sup>	100	mg/m <sup>3</sup> <sub>u</sub> , dla 3% tlenu	13,6123	103,358
					Tlenek węgla (CO)	100	mg/m <sup>3</sup> <sub>u</sub> , dla 3% tlenu	13,6123	103,358
					Dwutlenek siarki (SO <sub>2</sub> )	35	mg/m <sup>3</sup> <sub>u</sub> , dla 3% tlenu	4,764305	36,175
					Pył ogółem (TSP), w tym do 100% pyłu PM10 i PM2,5 <sup>(2)</sup>	5	mg/m <sup>3</sup> <sub>u</sub> , dla 3% tlenu	0,680615	5,168
Piec pirolityczny H-116	BEM1005	Proces krakingu: 7200 h <sup>(3)</sup> Tryb HSS: 900 h	Proces krakingu: 136 123 Tryb HSS: 59 441	m <sup>3</sup> <sub>u</sub> /h, dla 3% tlenu	Tlenki azotu (NO <sub>x</sub> ) <sup>(1)</sup>	100	mg/m <sup>3</sup> <sub>u</sub> , dla 3% tlenu	13,6123	103,358
					Tlenek węgla (CO)	100	mg/m <sup>3</sup> <sub>u</sub> , dla 3% tlenu	13,6123	103,358
					Dwutlenek siarki (SO <sub>2</sub> )	35	mg/m <sup>3</sup> <sub>u</sub> , dla 3% tlenu	4,764305	36,175
					Pył ogółem (TSP), w tym do 100% pyłu PM10 i PM2,5 <sup>(2)</sup>	5	mg/m <sup>3</sup> <sub>u</sub> , dla 3% tlenu	0,680615	5,168

Źródło emisji	Emitor	Czas emisji [h/rok]	Natężenie przepływu gazów w emitorze	Jednostka natężenia przepływu gazów w emitorze	Nazwa substancji	Stężenie substancji w strumieniu spalin	Jednostka stężenia substancji w strumieniu spalin	Emisja maksymalna jednogodzinna ze źródła i emitora [kg/h]	Maksymalna emisja roczna ze źródła i emitora [Mg/rok]
Odkoksownik pieca H-111	BEM1006	500	57 600	Nm <sup>3</sup> /h	Tlenek węgla (CO)	15	mg/Nm <sup>3</sup>	0,864	0,432
					Pył ogółem (TSP), w tym do 100% pyłu PM10 i PM2,5 <sup>(2)</sup>	80	mg/Nm <sup>3</sup>	4,608	2,304
Odkoksownik pieca H-112	BEM1007	500	57 600	Nm <sup>3</sup> /h	Tlenek węgla (CO)	15	mg/Nm <sup>3</sup>	0,864	0,432
					Pył ogółem (TSP), w tym do 100% pyłu PM10 i PM2,5 <sup>(2)</sup>	80	mg/Nm <sup>3</sup>	4,608	2,304
Odkoksownik pieca H-113	BEM1008	500	57 600	Nm <sup>3</sup> /h	Tlenek węgla (CO)	15	mg/Nm <sup>3</sup>	0,864	0,432
					Pył ogółem (TSP), w tym do 100% pyłu PM10 i PM2,5 <sup>(2)</sup>	80	mg/Nm <sup>3</sup>	4,608	2,304
Odkoksownik pieca H-114	BEM1009	500	57 600	Nm <sup>3</sup> /h	Tlenek węgla (CO)	15	mg/Nm <sup>3</sup>	0,864	0,432
					Pył ogółem (TSP), w tym do 100% pyłu PM10 i PM2,5 <sup>(2)</sup>	80	mg/Nm <sup>3</sup>	4,608	2,304



Źródło emisji	Emitor	Czas emisji [h/rok]	Natężenie przepływu gazów w emitorze	Jednostka natężenia przepływu gazów w emitorze	Nazwa substancji	Stężenie substancji w strumieniu spalin	Jednostka stężenia substancji w strumieniu spalin	Emisja maksymalna jednogodzinna ze źródła i emitora [kg/h]	Maksymalna emisja roczna ze źródła i emitora [Mg/rok]
Odkoksownik pieca H-115	BEM1010	500	57 600	Nm <sup>3</sup> /h	Tlenek węgla (CO)	15	mg/Nm <sup>3</sup>	0,864	0,432
					Pył ogółem (TSP), w tym do 100% pyłu PM10 i PM2,5 <sup>(2)</sup>	80	mg/Nm <sup>3</sup>	4,608	2,304
Odkoksownik pieca H-116	BEM1011	500	57 600	Nm <sup>3</sup> /h	Tlenek węgla (CO)	15	mg/Nm <sup>3</sup>	0,864	0,432
					Pył ogółem (TSP), w tym do 100% pyłu PM10 i PM2,5 <sup>(2)</sup>	80	mg/Nm <sup>3</sup>	4,608	2,304
Kocioł parowy 4600-K1 Kocioł parowy 4600-K2 Kocioł parowy 4600-K3	BEM1012 Emitor wspólny dla 3 kotłów parowych	240	Maksymalne <sup>(6)</sup> sumaryczne dla 3 kotłów: 1 293 171	m <sup>3</sup> <sub>u</sub> /h, dla 3% tlenu	Tlenki azotu (NO <sub>x</sub> ) <sup>(1, 4)</sup>	80	mg/m <sup>3</sup> <sub>u</sub> , dla 3% tlenu	103,454	24,829
					Amoniak <sup>(5)</sup>	10	mg/m <sup>3</sup> <sub>u</sub> , dla 3% tlenu	12,9317	3,1036
					Tlenek węgla (CO)	100	mg/m <sup>3</sup> <sub>u</sub> , dla 3% tlenu	129,317	31,036
					Dwutlenek siarki (SO <sub>2</sub> )	35	mg/m <sup>3</sup> <sub>u</sub> , dla 3% tlenu	45,261	10,862
					Pył ogółem (TSP), w tym do 100% pyłu PM10 i PM2,5 <sup>(2)</sup>	5	mg/m <sup>3</sup> <sub>u</sub> , dla 3% tlenu	6,4659	1,552
					Chlorowodór (HCl)	5	mg/m <sup>3</sup> <sub>u</sub> , dla 3% tlenu	6,4659	1,552
					Fluorowodór (HF)	2	mg/m <sup>3</sup> <sub>u</sub> , dla 3% tlenu	2,5863	0,621
LZO	12	mg/m <sup>3</sup> <sub>u</sub> , dla 3% tlenu	15,518	3,724					

Źródło emisji	Emitor	Czas emisji [h/rok]	Natężenie przepływu gazów w emitorze	Jednostka natężenia przepływu gazów w emitorze	Nazwa substancji	Stężenie substancji w strumieniu spalin	Jednostka stężenia substancji w strumieniu spalin	Emisja maksymalna jednogodzinna ze źródła i emitora [kg/h]	Maksymalna emisja roczna ze źródła i emitora [Mg/rok]
		8520	Średnioroczne (dla obciążenia cieplnego 50%): 646 586	m <sup>3</sup> /h, dla 3% tlenu	Tlenki azotu (NO <sub>x</sub> ) <sup>(1,4)</sup>	80	mg/m <sup>3</sup> <sub>u</sub> , dla 3% tlenu	51,727	440,713
					Amoniak <sup>(5)</sup>	10	mg/m <sup>3</sup> <sub>u</sub> , dla 3% tlenu	6,4659	55,0891
					Tlenek węgla (CO)	100	mg/m <sup>3</sup> <sub>u</sub> , dla 3% tlenu	64,659	550,891
					Dwutlenek siarki (SO <sub>2</sub> )	35	mg/m <sup>3</sup> <sub>u</sub> , dla 3% tlenu	22,631	192,812
					Pył ogółem (TSP), w tym do 100% pyłu PM10 i PM2,5 <sup>(2)</sup>	5	mg/m <sup>3</sup> <sub>u</sub> , dla 3% tlenu	3,2329	27,545
					Chlorowodór (HCl)	5	mg/m <sup>3</sup> <sub>u</sub> , dla 3% tlenu	3,2329	27,545
					Fluorowodór (HF)	2	mg/m <sup>3</sup> <sub>u</sub> , dla 3% tlenu	1,2932	11,018
					LZO	12	mg/m <sup>3</sup> <sub>u</sub> , dla 3% tlenu	7,759	66,107
Piec technologiczny – podgrzewacz wsadu PGH	BEM10013	8400	2269	m <sup>3</sup> /h, dla 3% tlenu	Tlenki azotu (NO <sub>x</sub> ) <sup>(1)</sup>	100	mg/m <sup>3</sup> <sub>u</sub> , dla 3% tlenu	0,2269	1,906
					Tlenek węgla (CO)	100	mg/m <sup>3</sup> <sub>u</sub> , dla 3% tlenu	0,2269	1,906
					Dwutlenek siarki (SO <sub>2</sub> )	35	mg/m <sup>3</sup> <sub>u</sub> , dla 3% tlenu	0,07942	0,667
					Pył ogółem (TSP), w tym do 100% pyłu PM10 i PM2,5 <sup>(2)</sup>	5	mg/m <sup>3</sup> <sub>u</sub> , dla 3% tlenu	0,01135	0,095

Źródło emisji	Emitor	Czas emisji [h/rok]	Natężenie przepływu gazów w emitorze	Jednostka natężenia przepływu gazów w emitorze	Nazwa substancji	Stężenie substancji w strumieniu spalin	Jednostka stężenia substancji w strumieniu spalin	Emisja maksymalna jednogodzinna ze źródła i emitora [kg/h]	Maksymalna emisja roczna ze źródła i emitora [Mg/rok]
Dopalcacz katalityczny U-220	BEM1014	8000	8183	Nm <sup>3</sup> /h, gaz suchy	NMLZO	Nie określa się	Nie określa się	0,4	3,2
					Tlenek etylenu	Nie określa się	Nie określa się	0,2	1,6
					Węglowodory alifatyczne	Nie określa się	Nie określa się	0,2	1,6
					Tlenki azotu (NO <sub>x</sub> ) <sup>(1)</sup>	50	mg/Nm <sup>3</sup> gazu suchego	0,40915	3,273
					Tlenek węgla (CO)	100	mg/Nm <sup>3</sup> gazu suchego	0,8183	6,546
					Dwutlenek siarki (SO <sub>2</sub> )	150	mg/Nm <sup>3</sup> gazu suchego	1,22745	9,820
					Pył ogółem (TSP), w tym do 100% pyłu PM10 i PM2,5 <sup>(2)</sup>	5	mg/Nm <sup>3</sup> gazu suchego	0,04092	0,327

Źródło emisji	Emitor	Czas emisji [h/rok]	Natężenie przepływu gazów w emitorze	Jednostka natężenia przepływu gazów w emitorze	Nazwa substancji	Stężenie substancji w strumieniu spalin	Jednostka stężenia substancji w strumieniu spalin	Emisja maksymalna jednogodzinna ze źródła i emitora [kg/h]	Maksymalna emisja roczna ze źródła i emitora [Mg/rok]
Kocioł odzysknicowy B-910	BEM1015	8000	5240	Nm <sup>3</sup> /h, gaz suchy	Tlenki azotu (NO <sub>x</sub> ) <sup>(1)</sup>	150	mg/Nm <sup>3</sup> gazu suchego	0,786	6,288
					Tlenek węgla (CO)	100	mg/Nm <sup>3</sup> gazu suchego	0,524	4,192
					Dwutlenek siarki (SO <sub>2</sub> )	50	mg/Nm <sup>3</sup> gazu suchego	0,262	2,096
					Pył ogółem (TSP), w tym do 100% pyłu PM10 i PM2,5 <sup>(2)</sup>	5	mg/Nm <sup>3</sup> gazu suchego	0,0262	0,210
					LZO	20	mg/Nm <sup>3</sup> gazu suchego	0,1048	0,838
					Tlenek etylenu	1	mg/Nm <sup>3</sup> gazu suchego	0,00524	0,042

1 - w przeliczeniu na dwutlenek azotu;

2- w przypadku spalania paliw gazowych emisja pyłu drobnych frakcji stanowi 100% emisji pyłu ogółem - do dalszych obliczeń przyjęto emisję pyłu PM10 i PM2,5 na poziomie emisji pyłu ogółem; w przypadku emisji z procesu odkoksovania pieców krakingowych ze względu na brak danych pomiarowych dot. składu frakcyjnego pyłu również przyjęto emisję pyłu PM10 i PM2,5 na poziomie 100% emisji pyłu ogółem;

3 - Ponieważ zakłada się jednoczesną pracę maksymalnie 5 z projektowanych 6 pieców pirolitycznych (szósty stanowi rezerwę), nie jest możliwe, by każdy z 6 pieców pracował przez 8100 (7200+900) godzin w ciągu tego samego roku. Niemniej jednak, piec pozostający w rezerwie będzie się zmieniał (nie będzie to cały czas ten sam piec), stąd teoretycznie każdy z pieców może w ciągu roku przepracować 8100 godzin. Z tego względu, w niniejszej tabeli podano czas emisji 8100 godzin przy każdym z pieców, niemniej

jednak do obliczeń łącznej emisji rocznej (podanej w dalszej części rozdziału) oraz obliczeń rozprzestrzeniania zanieczyszczeń przyjęto czas emisji 8100 godzin dla 5 pieców oraz 660 godzin dla pieca szóstego;

4 – podane wartości emisji dotyczą najbardziej niekorzystnej pod względem wielkości emisji sytuacji, tj. pracy przy spalaniu 100% gazu procesowego z instalacji Olefin III; w przypadku spalania lub współspalania gazu ziemnego, obowiązywać będzie ostrzejszy poziom średniorocznej emisji tlenków azotu wynikający ze średniorocznej wartości BAT-AEL przy stosowaniu tego paliwa, która wynosi 10-60 mg/Nm<sup>3</sup> gazu suchego przy zaw. 3% tlenu; instalacja będzie przystosowana do spełnienia tego poziomu emisji przy spalaniu gazu ziemnego dzięki zastosowaniu pierwotnych metod redukcji emisji (kontrola i optymalizacja procesu spalania oraz palniki niskoemisyjne) z opcjonalnym dodatkowym montażem instalacji redukcji tlenków azotu (SCR lub SNCR); w przypadku teoretycznie możliwej sytuacji spalania wyłącznie gazu ziemnego, nie będą obowiązywać dopuszczalne poziomy emisji HCl, HF i LZO;

5 - w związku z opcjonalnym montażem instalacji redukcji tlenków azotu (SCR lub SNCR) w obliczeniach uwzględniono emisję nieprzereagowanego amoniaku;

6 – maksymalne natężenie przepływu gazów w emitorze ECII występować będzie podczas pracy wszystkich 3 kotłów z nominalnym obciążeniem cieplnym, co zdarzać się będzie okazjonalnie; w/w sytuacja pracy z nominalnym obciążeniem cieplnym będzie krótkotrwała i występować będzie wyłącznie podczas operacji awaryjnego zatrzymania Instalacji Olefin III.

### Wymagania w zakresie dotrzymania poziomów emisji BAT-AEL określonych w Konkluzjach BAT LVOC

Analizowane instalacje podlegać będą wymogom emisyjnym określonym w Decyzji wykonawczej Komisji (UE) 2017/2117 z dnia 21 listopada 2017 r. ustanawiającej konkluzje dotyczące najlepszych dostępnych technik (BAT) w odniesieniu do produkcji wielkotonazowych organicznych substancji chemicznych zgodnie z dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE (notyfikowana jako dokument nr C(2017) 7469) – dalej: Konkluzje BAT LVOC.

W Konkluzjach BAT LVOC określone są m.in. poziomy emisji powiązane z najlepszymi dostępnymi technikami (BAT-AEL), które są bezpośrednio wiążące dla prowadzących tego rodzaju instalacje.

Wartości BAT-AEL dla emisji do powietrza przedstawione w ww. Konkluzjach dotyczących BAT odnoszą się do stężeń wyrażonych jako masa wyemitowanych substancji w objętości gazu odlotowego w warunkach normalnych (273,15 K, 101,3 kPa) oraz w stanie suchym, wyrażonych w jednostce mg/Nm<sup>3</sup>. W przypadku pieców procesowych/nagrzewnic referencyjny poziom tlenu w gazach odlotowych wynosi 3 % obj.

Spśród wyżej wyszczególnionych projektowanych źródeł emisji poziomy emisji powiązane z najlepszymi dostępnymi technikami (BAT-AEL) zostały określone dla:

- emisji tlenków azotu z pieców pirolitycznych (do wytwarzania niższych olefin);
- emisji związków organicznych z Wytwórni Tlenku Etylenu i Glikoli (EO/EG).

#### BAT-AEL dla emisji z pieca pirolitycznego

Zgodnie z Konkluzjami BAT LVOC, wartości BAT–AEL w odniesieniu do emisji do powietrza z pieców pirolitycznych do wytwarzania niższych olefin (tabela 2.1 Konkluzji BAT LVOC) są następujące:

**Tabela 9. Wartości BAT–AEL w odniesieniu do emisji NO<sub>x</sub> i NH<sub>3</sub> do powietrza z pieca pirolitycznego do wytwarzania niższych olefin**

Parametr	Wartości BAT-AEL <sup>(1)</sup> <sup>(2)</sup> <sup>(3)</sup> (średnia dobową lub średnia z okresu pobierania próbek) (mg/Nm <sup>3</sup> gazu suchego, przy 3 % obj. O <sub>2</sub> )	
	Nowy piec	Istniejący piec
NO <sub>x</sub> - suma tlenku azotu (NO) i dwutlenku azotu (NO <sub>2</sub> ) wyrażona jako NO <sub>2</sub>	60 - 100	70-200
NH <sub>3</sub>	< 5-15 <sup>(4)</sup>	

(1) Jeżeli gazy spalinowe z co najmniej dwóch pieców są odprowadzane przez wspólny komin, wartości BAT–AEL stosuje się w stosunku do całkowitej ilości gazów wyprowadzonych przez komin.  
 (2) Wartości BAT–AEL nie mają zastosowania w trakcie operacji odkoksowania.  
 (3) Nie określa się BAT–AEL w stosunku do CO. Jako wskaźnik, poziom emisji CO może ogólnie przyjmować wartość 10– 50 mg/Nm<sup>3</sup> wyrażoną jako średnia dobową lub średnia z okresu pobierania próbek.  
 (4) Wartości BAT–AEL mają zastosowanie wyłącznie w przypadku zastosowania SCR lub SNCR.

W przypadku nowo projektowanych pieców pirolitycznych do krakingu parowego (H-111, H-112, H-113, H-114, H-115 i H-116), przewiduje się zastosowanie palników niskoemisyjnych zapewniających osiągnięcie poziomu emisji nie wyższego, niż 100 mg/Nm<sup>3</sup>, przy 3 % obj. O<sub>2</sub>.

Techniki SCR ani SNCR nie będą stosowane, więc wartości BAT-AEL dla amoniaku nie mają zastosowania.

Dla ograniczenia emisji pyłu z odkoksowania pieców pirolitycznych przewiduje się mycie gazów, tj. odpylanie na mokro (technika wymieniona w BAT 20) z zakładaną skutecznością 99%.

**BAT-AEL dla emisji związków organicznych z Wytwórni Tlenku Etylenu i Glikoli (EO/EG)**

Konkluzje BAT LVOC określają wartości BAT-AEL w odniesieniu do emisji do powietrza z desorpcji CO<sub>2</sub> z medium płuczącego stosowanego w zespole urządzeń wytwarzającym tlenek etylenu (tabela 6.1 Konkluzji BAT LVOC). W przypadku analizowanej instalacji, emisja ze wskazanego procesu zachodzić będzie w postaci nie dopalonych resztkowych LZO emitowanych z dopalacza katalitycznego (U-220). Poziomy BAT-AEL dla tego procesu są następujące:

**Tabela 10. Wartości BAT-AEL w odniesieniu do emisji związków organicznych do powietrza z desorpcji CO<sub>2</sub> z medium płuczącego stosowanego w zespole urządzeń wytwarzającym tlenek etylenu**

Parametr	Wartość BAT-AEL
Całkowite LZO	1 -10 g/t wytworzonego tlenku etylenu <sup>(1)</sup> <sup>(2)</sup> <sup>(3)</sup>
<p>(1) Wartość BAT-AEL jest wyrażona jako średnia wartości uzyskanych w ciągu jednego roku.</p> <p>(2) W przypadku znacznej zawartości metanu w emisjach od wyniku odejmuje się metan monitorowany zgodnie z normą EN ISO 25140 lub EN ISO 25139.</p> <p>(3) Wytworzony tlenek etylenu definiuje się jako łączną ilość tlenku etylenu wytworzonego na sprzedaż i jako półprodukt.</p>	

Zgodnie z przypisem nr 2 do tabeli, wartości BAT-AEL dotyczą całkowitego LZO pomniejszonego o wielkość emisji metanu, tj. odnoszą się do tzw. Niemetanowych Lotnych Związków Organicznych (NMLZO).

W przypadku projektowanej instalacji EO/EG łączna przewidywana ilość tlenku etylenu wytworzonego na sprzedaż i jako półprodukt wynosi 360 000 Mg/rok. Wartość BAT-AEL dla emisji związków organicznych z desorpcji CO<sub>2</sub> z medium płuczącego stosowanego w zespole urządzeń wytwarzającym tlenek etylenu będzie dotrzymana dzięki zastosowaniu dopalacza katalitycznego, który ograniczy emisję NMLZO do 0,4 kg/h, co przy zakładanym maksymalnym czasie emisji 8000 godzin w roku odpowiada maksymalnej emisji rocznej na poziomie 3200 kg/rok. Wielkość emisji NMLZO (całkowitego LZO pomniejszonego o metan) wyniesie zatem

$$3200 \text{ kg/rok} \times 10^3 / 360\,000 \text{ Mg/rok} = 8,9 \text{ g/t produktu}$$

Wartość ta nie przekracza 10 g/t produktu, a więc mieści się w wyżej podanym przedziale BAT-AEL.

**BAT-AEL dla źródeł spalania projektowanej Elektrociepłowni II (zgodnie z Konkluzjami BAT LCP)**

Kotły projektowanej Elektrociepłowni II o nominalnej mocy cieplnej 312 MW<sub>th</sub> każdy zasilane będą gazem metanowym z instalacji Olefin III lub gazem ziemnym. Gaz metanowy z instalacji Olefin III spełnia definicję paliwa procesowego z przemysłu chemicznego, o którym mowa w tzw. Konkluzjach BAT LCP, tj. Decyzji Wykonawczej Komisji (UE) 2017/1442 z dnia 31 lipca 2017 r. ustanawiająca konkluzje dotyczące najlepszych dostępnych technik (BAT) w odniesieniu do dużych obiektów energetycznego spalania zgodnie z dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE (notyfikowana jako dokument nr C(2017) 5225) (Tekst mający znaczenie dla EOG). Zgodnie z definicją przedstawioną w Konkluzjach BAT LCP, paliwa procesowe z przemysłu chemicznego to "gazowe lub ciekłe produkty uboczne uzyskane przez przemysł petrochemiczny i stosowane jako paliwa niekomercyjne w obiektach energetycznego spalania".

Wartości BAT-AEL w odniesieniu do emisji do powietrza ze spalania gazu procesowego z przemysłu chemicznego w kotłach (nowe obiekty) o czasie użytkowania przekraczającym 1500 godzin w roku i mocy nominalnej przekraczającej 300 MW<sub>th</sub> są następujące:

**Tabela 11. Wartości BAT–AEL w odniesieniu do emisji ze spalania gazu procesowego z przemysłu chemicznego w kotłach (nowe obiekty)**

Substancja	Wartości BAT-AEL (mg/Nm <sup>3</sup> gazu suchego, przy 3 % obj. O <sub>2</sub> )	
	Średnia roczna	Średnia dobową lub średnia z okresu pobierania próbek
NO <sub>x</sub> - suma tlenku azotu (NO) i dwutlenku azotu (NO <sub>2</sub> ) wyrażona jako NO <sub>2</sub>	20 - 80	30 - 100
SO <sub>2</sub>	10 - 110	90 - 200
Pył	2 - 5	2 - 10
HCl	1 – 5 <sup>(1)</sup>	
HF	< 1 – 2 <sup>(1)</sup>	
Całkowite LZO	0,6 – 12 <sup>(2)</sup>	
PCDD/F <sup>(3)</sup>	< 0,012 – 0,036 ng I-TEQ/Nm <sup>3</sup>	

- 1) średnia z próbek uzyskanych w ciągu 1 roku
- 2) Średnia z okresu pobierania próbek
- 3) te BAT-AELs mają zastosowanie wyłącznie do obiektów wykorzystujących paliwa pochodzące z procesów chemicznych z użyciem substancji chlorowanych.

Paliwo procesowe będzie paliwem podstawowym dla kotłów projektowanej Elektrociepłowni II i dla spalania tego rodzaju paliwa określono wielkość emisji oraz oddziaływanie na jakość powietrza. Określone przez projektanta przewidywane poziomy emisji z projektowanej Elektrociepłowni II przy spalaniu paliwa procesowego mieszczą się w przedziałach BAT-AEL określonych jako średnie roczne. BAT-AEL dla dioksyn i furanów (PCDD/F) nie będzie obowiązywał ze względu na fakt, że stosowane paliwo nie będzie pochodzić z procesów chemicznych z użyciem substancji chlorowanych.

Potencjalnie kotły mogą być również opalane gazem ziemnym. W takiej sytuacji obowiązywać będą ostrzejsze graniczne wielkości emisyjne w zakresie emisji tlenków azotu. W przypadku opalania gazem ziemnym analizowanych kotłów, wartości BAT–AEL w odniesieniu do emisji do powietrza będą następujące:

**Tabela 12. Wartości BAT–AEL w odniesieniu do emisji ze spalania gazu ziemnego w kotłach (nowe obiekty)**

Substancja	Wartości BAT-AEL (mg/Nm <sup>3</sup> gazu suchego, przy 3 % obj. O <sub>2</sub> )	
	Średnia roczna	Średnia dobową lub średnia z okresu pobierania próbek
NO <sub>x</sub> - suma tlenku azotu (NO) i dwutlenku azotu (NO <sub>2</sub> ) wyrażona jako NO <sub>2</sub>	10 - 60	30 - 85

Zgodnie z założeniami projektowym, poziomy emisji tlenków azotu z projektowanej Elektrociepłowni II przy spalaniu gazu ziemnego nie przekroczą w/w wartości.

Spełnienie wymagań BAT w zakresie poziomów emisji tlenków azotu zostanie osiągnięte dzięki zastosowaniu pierwotnych metod redukcji emisji (kontrola i optymalizacja procesu spalania oraz palniki niskoemisyjne) z opcjonalnym dodatkowym montażem instalacji redukcji tlenków azotu (SCR lub SNCR). Eksploatacja instalacji SCR lub SNCR wiąże się zawsze z emisją pewnej ilości nieprzereagowanego amoniaku. Zgodnie z BAT6 Konkluzji BAT LCP, poziom emisji powiązany z BAT (BAT-AEL) w odniesieniu do emisji amoniaku do powietrza ze stosowania SCR lub SNCR wynosi < 3–10 mg/Nm<sup>3</sup> jako średnia roczna lub średnia z okresu pobierania próbek.

Kotły będą opalane paliwem gazowym o niskiej (w porównaniu z paliwami stałymi i ciekłymi) zawartości siarki i cząstek stałych, co ograniczy emisję tlenków siarki oraz pyłu. Ze względu na rodzaj stosowanego paliwa oraz



warunki spalania przewiduje się, że graniczne wielkości emisyjne dla LZO, chlorowodoru oraz fluorowodoru również będą dotrzymane.

#### **BAT-AEL dla oczyszczania gazów odlotowych przez dopalanie (zgodnie z projektem Konkluzji BAT WGC)**

W dopalaczu katalitycznym oraz kotle odzysknicowym Wytwórni Tlenku Etylenu i Glikoli (EO/EG) prowadzone będą procesy dopalania pozostałości po procesowych z instalacji EO/EG. Procesy te podlegać będą wymaganiom emisyjnym BAT dla procesów oczyszczania gazów odlotowych w przemyśle chemicznym (WGC). Dla tego rodzaju procesów nie zostały jeszcze opublikowane Konkluzje BAT, w listopadzie 2019 roku opublikowany został jednakże projekt (Draft 1) dokumentu BREF, w którym przedstawiona jest m.in. propozycja konkluzji BAT. Zgodnie z projektem, proponowane poziomy emisji BAT-AEL określone zostały w odniesieniu do natężenia przepływu gazu suchego w warunkach normalnych (273,15 K, 101,3 kPa), bez korekty ze względu na zawartość tlenu; dla analogicznych warunków określono więc przepływ w projektowanych emitorach. Zgodnie z projektem zakresem obowiązywania BREF i Konkluzji BAT WGC, dopalanie termiczne lub katalityczne gazów procesowych z instalacji typu LVOC (zalicza się do nich analizowana instalacja EO/EG) podlegać będzie wymaganiom emisyjnym BAT WGC wyłącznie w zakresie poziomów emisji zorganizowanej tlenków azotu i tlenku węgla. Przy czym projekt Konkluzji BAT WGC wyszczególnia BAT-AEL wyłącznie dla tlenków azotu, dla tlenku węgla określa jedynie poziom wskaźnikowy, który nie ma charakteru wiążącego. Wartości te w projekcie Konkluzji BAT WGC (część Draftu 1 dokumentu BREF) zostały zaproponowane na następujących poziomach:

**Tabela 13. Proponowane wartości BAT-AEL w odniesieniu do emisji zorganizowanych tlenków azotu z utleniania katalitycznego lub termicznego (wg projektu Konkluzji BAT WGC przedstawionych w Draftcie 1 dokumentu BREF)**

Substancja	Proponowane wartości BAT-AEL wg projektu Konkluzji BAT (mg/Nm <sup>3</sup> gazu suchego)	Progowy przepływ masowy (g/h)
	Średnia dobowa lub średnia z okresu pobierania próbek	
Tlenki azotu (NO <sub>x</sub> ) z utleniania katalitycznego	10 – 50 <sup>1)</sup>	1000
Tlenki azotu (NO <sub>x</sub> ) z utleniania termicznego	50 – 150 <sup>2, 3)</sup>	1000

- 1) BAT-AEL, które będą obowiązywać dla dopalacza katalitycznego U-220
- 2) BAT-AEL, które będą obowiązywać dla kotła odzysknicowego B-910
- 3) Górny limit wynosi 250 mg/Nm<sup>3</sup> w przypadku, gdy gazy procesowe (poddawane utlenianiu termicznemu) mają wysoką zawartość prekursorów NO<sub>x</sub>

Wskaźnikowy poziom emisji tlenku węgla został zaproponowany na poziomie 20 -100 mg/Nm<sup>3</sup>, jako średnia dobowa lub średnia z okresu pobierania próbek.

W przypadku nowo projektowanego dopalacza katalitycznego (U-220), przewiduje się zastosowanie palników niskoemisyjnych zapewniających osiągnięcie poziomu emisji nie wyższego, niż 50 mg/Nm<sup>3</sup>.

W przypadku nowo projektowanego kotła odzysknicowego (B-910), przewiduje się zastosowanie palników niskoemisyjnych zapewniających osiągnięcie poziomu emisji nie wyższego, niż 150 mg/Nm<sup>3</sup>.

Zakłada się, że poziom emisji tlenku węgla (jako średnia dobowa lub średnia z okresu pobierania próbek) z w/w źródeł emisji będzie nie większy, niż 100 mg/Nm<sup>3</sup>.

## B. EMISJA NIEZORGANIZOWANA

Źródłem emisji niezorganizowanej będą 2 projektowane zbiorniki magazynowe benzyny średniej 6710-TK3 i 6710-TK4, zaopatrzone w dachy pływające. Pozostałe projektowane zbiorniki magazynowe surowców i produktów będą hermetyczne i ich napełnianie również odbywać się będzie w sposób hermetyczny. W związku z powyższym, eksploatacja pozostałych (innych niż wyżej wymienione) zbiorników nie będzie powodować emisji.

Poniżej przedstawiono parametry emitorów oraz przewidywane wielkości emisji niezorganizowanej:

**Tabela 14. Parametry projektowanych emitorów – emisja niezorganizowana**

Źródło emisji	Oznaczenie projektowe obiektu	Parametry emitora <sup>(1)</sup>			
		H [m]	d [m]	v [m/s]	T [K]
Zbiornik magazynowy benzyny średniej	6710-TK3	16	21	0	303
Zbiornik magazynowy benzyny średniej	6710-TK4	16	33	0	303

1) Oznaczenia:

H - wysokość wylotu emitora względem poziomu terenu [m] – uwolnienie węglowodorów zachodzić będzie w miejscach styku dachu pływającego ze ścianami zbiornika, tj. na zmiennej wysokości w zależności od tego, na jakiej wysokości w danym momencie będzie się znajdował dach pływający; niemniej jednak, ściany boczne zbiornika będą zatrzymywać rozprzestrzenianie zanieczyszczeń do wysokości górnej krawędzi zbiornika; dlatego wysokość emitora przyjęto na poziomie górnej krawędzi ściany zbiornika;

d - średnica wylotu emitora [m] – przyjęto średnicę wewnętrzną zbiornika (miejsce wylotu zanieczyszczeń nad dachem pływającym);

v - prędkość wylotowa [m/s] - przyjęto wartość zerową;

T - temperatura [K].

Wielkość emisji normowanych substancji do powietrza określono na podstawie danych o emisjach z istniejących zbiorników magazynowych benzyn z dachem pływających eksploatowanych na terenie Zakładu PKN ORLEN S.A.

**Tabela 15. Zestawienie źródeł i wielkości emisji do powietrza w fazie eksploatacji – emisja niezorganizowana**

Źródło emisji	Oznaczenie projektowe obiektu	Czas emisji [h/rok]	Nazwa substancji	Emisja jednogodzinna [kg/h]	Emisja roczna [Mg/rok]
Zbiornik magazynowy benzyny średniej	6710-TK3	8760	benzen	0,0288	0,252
			toluen	0,02304	0,202
			ksylen	0,004	0,035
			węglowodory alifatyczne	1,8317	16,046
			LZO	1,8875	16,535
Zbiornik magazynowy benzyny średniej	6710-TK4	8760	benzen	0,0432	0,378
			toluen	0,03456	0,303
			ksylen	0,006	0,053
			węglowodory alifatyczne	2,7476	24,069
			LZO	2,83136	24,803

### C. EMISJA CAŁKOWITA Z PLANOWANYCH PRZEDSIĘWZIĘĆ W FAZIE EKSPLOATACJI

Całkowitą emisję zanieczyszczeń do powietrza z planowanych przedsięwzięć w fazie eksploatacji przedstawiono w tabeli poniżej.

Ponieważ zakłada się łączną pracę maksymalnie 5 z projektowanych 6 pieców pirolitycznych (szósty stanowi rezerwę), nie jest możliwe, by wszystkie 6 pieców pracowało przez 8100 godzin w roku. Do obliczeń maksymalnej sumarycznej emisji rocznej założono, że 5 pieców pracować będzie przez 8100 godzin w roku, szósty zaś przez 660 godzin w roku.

**Tabela 16. Zestawienie sumarycznej wielkości emisji do powietrza z planowanych przedsięwzięć w fazie eksploatacji (emisja zorganizowana i niezorganizowana)**

Lp.	Zanieczyszczenie	Emisja roczna z projektowanych instalacji [Mg/rok]
1	Tlenki azotu (NO <sub>x</sub> ) <sup>(1)</sup>	1002,784
2	Tlenek węgla (CO)	1122,939
3	Dwutlenek siarki (SO <sub>2</sub> )	400,278
4	Pył ogółem (TSP), w tym do 100% pyłu PM10 i PM2,5 <sup>(2)</sup>	69,841
7	Tlenek etylenu	1,642
8	Węglowodory alifatyczne	41,715
9	LZO (suma) <sup>(2)</sup>	115,208
10	Chlorowodór	29,096
11	Fluorowodór	11,639
12	Amoniak	58,193
13	Benzen	0,63
14	Toluen	0,505
15	Ksylen	0,088

1 - w przeliczeniu na dwutlenek azotu

2 – nie uwzględnia metanu zawartego w LZO emitowanych z dopalacza katalitycznego U-220 Wytwórni Tlenku Etylenu i Glikoli (EO/EG)

#### 1.4 Metodyka oceny oddziaływania przedsięwzięcia na stan jakości powietrza

Ocenę oddziaływania na stan jakości powietrza zakładu PKN ORLEN S.A. w Płocku po realizacji planowanych instalacji przeprowadzono z wykorzystaniem metod matematycznego modelowania rozprzestrzeniania zanieczyszczeń w powietrzu.

Obliczenia stężeń substancji w powietrzu wykonano za pomocą programu "OPERAT FB" dla Windows v.8.1.2/2020 r. (wersja rozszerzona) firmy "PROEKO" Ryszard Samoć, zgodnego z referencyjną metodyką obliczeniową określoną w załączniku nr 3 do Rozporządzenia Ministra Środowiska z dnia 26 stycznia 2010 r. w sprawie wartości odniesienia dla niektórych substancji w powietrzu (Dz. U. 2010, Nr 16 poz. 87). Obliczone

wartości stężeń porównano z określonymi w w/w Rozporządzeniu wartościami odniesienia substancji w powietrzu.

Wartości odniesienia substancji w powietrzu uważa się za dotrzymane, jeżeli poza terenem, dla którego podmiot wprowadzający zanieczyszczenia do powietrza ma tytuł prawny spełnione są następujące warunki:

- obliczona częstość przekraczania wartości  $D_1$  przez stężenie maksymalne uśrednione dla 1 godziny nie jest większa niż 0,274 % czasu w roku w przypadku dwutlenku siarki, a 0,2% czasu w roku dla pozostałych substancji;
- obliczona wartość stężenia średniorocznego jest nie wyższa niż dopuszczalne stężenie średnioroczne (lub wartość odniesienia)  $D_a$  pomniejszone o wartość tła danego zanieczyszczenia w powietrzu;
- zachowana jest norma opadu pyłu.

Obliczenia przeprowadzono dla następujących substancji emitowanych z projektowanych instalacji, dla których określone zostały poziomy dopuszczalne lub wartości odniesienia:

**Tabela 17. Zestawienie normowanych substancji wprowadzanych do powietrza**

Lp.	Nazwa zanieczyszczenia	Numer CAS	$D_1$ [ $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ]	$D_a$ [ $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ]
1	pył PM-10	-	280	40
2	dwutlenek siarki	7446-09-5	350	20
3	tlenki azotu jako $\text{NO}_2$	10102-44-0,10102-43-9	200	40
4	tlenek węgla	630-08-0	30000	-
5	tlenek etylenu	75-21-8	100	4,3
6	węglowodory alifatyczne	-	3000	1000
7	pył zawieszony PM 2,5	-	-	20
8	chlorowodór	7647-01-0	200	25
9	amoniak	7664-41-7	400	50
10	benzen	71-43-2	30	5
11	ksylen	1330-20-7	100	10
12	toluen	108-88-3	100	10

Ze względu na brak wartości odniesienia, obliczeń rozprzestrzeniania zanieczyszczeń nie wykonano dla całkowitego LZO ani dla fluorowodoru.

Ponieważ zakłada się łączną pracę maksymalnie 5 z projektowanych 6 pieców pirolitycznych (szósty stanowi rezerwę), nie jest możliwe, by wszystkie 6 pieców pracowało przez 8100 godzin w roku. W obliczeniach rozprzestrzeniania zanieczyszczeń założono, że 5 pieców pracować będzie przez 8100 godzin w roku, szósty zaś przez 660 godzin w roku.

W celu dokonania oceny oddziaływania skumulowanego z istniejącymi instalacjami, które znajdują się na terenie PKN ORLEN S.A. Zakład w Płocku, w obliczeniach poza projektowanymi źródłami emisji i emitarami uwzględniono też źródła i emitory istniejące. Uwzględniono również realizowaną instalację Visbreakingu. W tym celu wykorzystano bazę emitatorów znajdujących się na terenie PKN ORLEN S.A. Zakład w Płocku – 2 pliki .OPERAT przekazane przez Wnioskodawcę (jeden model uwzględnia substancje emitowane z procesów spalania oraz

związki nieorganiczne, drugi zaś związki organiczne). Z tego względu, do niniejszego opracowania dołączono 2 wydruki danych wejściowych i wyników obliczeń programu OPERAT FB.

W obliczeniach uwzględniono wyłącznie emisje tych substancji, które emitowane będą zarówno z instalacji projektowanych, jak i istniejących (tj. substancji, w przypadku których zachodzić będzie oddziaływanie skumulowane). Substancje, które emitowane są z istniejących instalacji, ale które nie będą emitowane z instalacji projektowanych (m.in. dwusiarczek węgla, siarkowodór) pominięto w niniejszej analizie i w obliczeniach.

**Zakres skrócony obliczeń**

Zgodnie z załącznikiem 3 do Rozporządzenia Ministra Środowiska z dnia 26 stycznia 2010 r., pełen zakres obliczeń rozprzestrzeniania zanieczyszczeń wokół zakładu z uwzględnieniem statystyki warunków meteorologicznych wykonuje się dla tych substancji, dla których nie jest spełniony warunek:

$$\sum_e S_{mm} \leq 0,1 \cdot D_1$$

$\sum_e S_{mm}$  – suma najwyższych stężeń maks. obliczonych dla poszczególnych emitorów,

$D_1$  – wartość odniesienia substancji w powietrzu lub poziom dopuszczalny uśredniony do 1 h.

W celu ustalenia, dla których spośród emitowanych zanieczyszczeń wymagane jest wykonanie obliczeń w pełnym zakresie, wykonano najpierw obliczenia stężeń maksymalnych jednogodzinnych (zakres skrócony obliczeń). Wyniki obliczeń wraz z klasyfikacją grupy emitorów zestawiono w poniższej tabeli:

**Tabela 18. Klasyfikacja grupy emitorów – stężenia maksymalne**

Nazwa zanieczyszczenia	Suma stężeń max. [ $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ]	Stęż. dopuszcz. $D_1$ [ $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ]	Obliczać stężenia w sieci receptorów	Ocena
<u>Model 1 (produkty spalania + HCl + amoniak), Seria 1 – oddziaływanie projektowanych instalacji</u>				
pył PM-10	31,60	280	TAK	$0.1 \cdot D_1 < S_{mm} < D_1$
dwutlenek siarki	110,8	350	TAK	$0.1 \cdot D_1 < S_{mm} < D_1$
tlenki azotu jako NO <sub>2</sub>	180,5	200	TAK	$0.1 \cdot D_1 < S_{mm} < D_1$
tlenek węgla	196,4	30000	-	$S_{mm} < 0.1 \cdot D_1$
amoniak	1,155	400	-	$S_{mm} < 0.1 \cdot D_1$
chlorowodór	0,578	200	-	$S_{mm} < 0.1 \cdot D_1$
pył zawieszony PM 2,5	31,60	-	TAK	bez oceny - brak $D_1$
<u>Model 1 (produkty spalania + HCl + amoniak), Seria 2 – oddziaływanie projektowanych instalacji wraz z istniejącymi instalacjami PKN Orlen S.A. (oddziaływanie skumulowane)</u>				
pył PM-10	107,2	280	TAK	$0.1 \cdot D_1 < S_{mm} < D_1$
dwutlenek siarki	1713	350	TAK	$S_{mm} > D_1$
tlenki azotu jako NO <sub>2</sub>	2601	200	TAK	$S_{mm} > D_1$
tlenek węgla	5094	30000	TAK	$0.1 \cdot D_1 < S_{mm} < D_1$
amoniak	7,79	400	-	$S_{mm} < 0.1 \cdot D_1$
chlorowodór	0,802	200	-	$S_{mm} < 0.1 \cdot D_1$
pył zawieszony PM 2,5	101,9	-	TAK	bez oceny - brak $D_1$

Nazwa zanieczyszczenia	Suma stężeń max. [ $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ]	Stęż. dopuszcz. $D_1$ [ $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ]	Obliczać stężenia w sieci receptorów	Ocena
<u>Model 2 (zw. organiczne), Seria 1 – oddziaływanie projektowanych instalacji</u>				
benzen	11,60	30	TAK	$0.1 * D_1 < S_{mm} < D_1$
ksylen	1,611	100	-	$S_{mm} < 0.1 * D_1$
toluen	9,28	100	-	$S_{mm} < 0.1 * D_1$
tlenek etylenu	8,79	100	-	$S_{mm} < 0.1 * D_1$
węglowodory alifatyczne	747	3000	TAK	$0.1 * D_1 < S_{mm} < D_1$
<u>Model 2 (zw. organiczne), Seria 2 – oddziaływanie projektowanych instalacji wraz z istniejącymi instalacjami PKN Orlen S.A. (oddziaływanie skumulowane)</u>				
benzen	28580386	30	TAK	$S_{mm} > D_1$
ksylen	34026547	100	TAK	$S_{mm} > D_1$
toluen	42289886	100	TAK	$S_{mm} > D_1$
tlenek etylenu	38,3	100	TAK	$0.1 * D_1 < S_{mm} < D_1$
węglowodory alifatyczne	728643893	3000	TAK	$S_{mm} > D_1$

Ponadto, za pomocą programu OPERAT FB sprawdzono kryterium opadu pyłu, w wyniku czego otrzymano następujący wynik:

Seria 1 – oddziaływanie projektowanych instalacji:

### Kryterium obliczania opadu pyłu

Analizowano emisję pyłu z 16 emitorów.

$$0,0667/n * \sum h^{3,15} = 9743$$

$$\text{Suma emisji średniorocznej pyłu} = 2214,6 < 9743 \text{ [mg/s]}$$

$$\text{Łączna emisja roczna} = 69,841 < 10\,000 \text{ [Mg]}$$

**Nie potrzeba obliczać opadu pyłu.**

Seria 2 – oddziaływanie projektowanych instalacji wraz z istniejącymi instalacjami PKN Orlen S.A. (oddziaływanie skumulowane):

### Kryterium obliczania opadu pyłu

Analizowano emisję pyłu z 118 emitorów.

$$0,0667/n * \sum h^{3,15} = 29578$$

$$\text{Suma emisji średniorocznej pyłu} = 24893,7 < 29578 \text{ [mg/s]}$$

$$\text{Łączna emisja roczna} = 785,048 < 10\,000 \text{ [Mg]}$$

**Nie potrzeba obliczać opadu pyłu.**

W związku z powyższym, na tym zakończono obliczenia opadu pyłu.

**Pełen zakres obliczeń – obliczenia w sieci receptorów i dodatkowych punktach**

Zgodnie z metodyką referencyjną, obliczenia z uwzględnieniem statystyki warunków meteorologicznych przeprowadzono dla substancji, dla których nie zostało spełnione kryterium zwalniające z pełnego zakresu obliczeń. Obliczenia przeprowadzono w regularnej siatce receptorów o wymiarach 7500x5700 m z krokiem 100x100 obejmującej rejon zakładu PKN ORLEN S.A., jak również w punktach dodatkowych na skraju obszarów uzdrowiskowych Wieniec Zdrój i Ciechocinek (obszary te znajdują się w zasięgu trzydziestokrotnej wartości  $X_{mm}$ , tj. odległości od emitora, w której występuje najwyższe ze stężeń maksymalnych substancji w powietrzu).

W poniższych tabelach przedstawiono wyniki obliczeń rozprzestrzeniania zanieczyszczeń w powietrzu poza terenem Zakładu i porównano je z wartościami dopuszczalnymi.

**Tabela 19. Zestawienie wyników obliczeń i porównanie ich z wartościami dopuszczalnymi <sup>(1)</sup>. Maksymalne spośród obliczonych stężeń na poziomie terenu poza obszarem Zakładu.**

Substancja	Numer CAS	Stężenia maksymalne jednogodzinne				Stężenia średnioroczne							
		D <sub>1</sub> [µg/m <sup>3</sup> ]	P(D <sub>1</sub> ) [%]	S <sub>mm</sub> [µg/m <sup>3</sup> ]	P(D <sub>1</sub> ) <sub>obl</sub> [%]	D <sub>a</sub> [µg/m <sup>3</sup> ]	Wartość dyspozycyjna dla nowych instalacji D <sub>a</sub> – R [µg/m <sup>3</sup> ]						S <sub>a max</sub> [µg/m <sup>3</sup> ]
							Miasto Płock	Nowa Biała	Biała	Nowe Draganie	Stare Draganie	Nowe Trzepowo	
<u>Model 1 (produkty spalania), Seria 1 – oddziaływanie projektowanych instalacji</u>													
Pył PM10	-	280	0,2	28,943	0	40	15	7	16	17	17	17	0,3313
Dwutlenek siarki	7446-09-5	350	0,274	46,069	0	20	9	9	9	9	10	12	2,8942
Dwutlenek azotu	10102-44-0	200 <sup>(2)</sup>	0,2	129,685	0	40	21	24	27	24	25	26	7,3110
Pył PM2,5	-	brak	brak	28,943	n. d.	20	brak	brak	brak	1	2	2	0,3313
<u>Model 1 (produkty spalania), Seria 2 – oddziaływanie projektowanych instalacji wraz z istniejącymi instalacjami PKN Orlen S.A. (oddziaływanie skumulowane)</u>													
Pył PM10	-	280	0,2	30,931	0	40	Nie dotyczy – model dla Serii 2 uwzględnia oddziaływanie istniejących instalacji, które zawiera się w stężeniach substancji w powietrzu podanych przez GIOŚ						0,7209
Dwutlenek siarki	7446-09-5	350	0,274	676,567	0,13	20	j. w.						14,2951
Dwutlenek azotu	10102-44-0	200 <sup>(2)</sup>	0,2	277,786	0,18	40	j. w.						15,4555
Tlenek węgla	630-08-0	30000	0,2	1453,711	0	brak	j. w.						23,9261
Pył PM2,5	-	brak	brak	30,232	n. d.	20	j. w.						0,6417
<u>Model 2 (zw. organiczne), Seria 1 – oddziaływanie projektowanych instalacji</u>													
Benzen	71-43-2	30	0,2	8,873	0	5	4,1	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	0,4824
Węglowodory alifatyczne	-	3000	0,2	564,323	0	1000	900						30,8555
<u>Model 2 (zw. organiczne), Seria 2 – oddziaływanie projektowanych instalacji wraz z istniejącymi instalacjami PKN Orlen S.A. (oddziaływanie skumulowane)</u>													
Benzen	71-43-2	30	0,2	154,322	0,20	5	Nie dotyczy – model dla Serii 2 uwzględnia oddziaływanie istniejących instalacji, które zawiera się w stężeniach benzenu podanych przez GIOŚ						0,5790
Ksylen	1330-20-7	100	0,2	69,847	0	10	9						0,3448



Substancja	Numer CAS	Stężenia maksymalne jednogodzinne				Stężenia średnioroczne						
		D <sub>1</sub> [µg/m <sup>3</sup> ]	P(D <sub>1</sub> ) [%]	S <sub>mm</sub> [µg/m <sup>3</sup> ]	P(D <sub>1</sub> ) <sub>obl</sub> [%]	D <sub>a</sub> [µg/m <sup>3</sup> ]	Wartość dyspozycyjna dla nowych instalacji D <sub>a</sub> – R [µg/m <sup>3</sup> ]					S <sub>a max</sub> [µg/m <sup>3</sup> ]
							Miasto Płock	Nowa Biała	Biała	Nowe Draganie	Stare Draganie	
Toluen	108-88-3	100	0,2	92,721	0	10	9					0,4828
Tlenek etylenu	75-21-8	100	0,2	7,665	0	4,3	3,87					0,2098
Węglowodory alifatyczne	-	3000	0,2	2049,972	0	1000	900					36,2758

<sup>1</sup> – Oznaczenia:

D<sub>1</sub> - Stężenie dopuszczalne lub wartość odniesienia (stężenia maksymalne jednogodzinne) [µg/m<sup>3</sup>],

P(D<sub>1</sub>) - Dopuszczalna częstość przekroczeń stężenia maksymalnego [%],

S<sub>mm</sub> - Maksymalne obliczone stężenie maksymalne 1-godzinne [µg/m<sup>3</sup>],

P(D<sub>1</sub>)<sub>obl</sub> - Obliczona częstość przekroczeń stężenia dopuszczalnego [%],

D<sub>a</sub> - Stężenie dopuszczalne lub wartość odniesienia (stężenia średnioroczne) [µg/m<sup>3</sup>],

D<sub>a</sub> – R – Stężenie dyspozycyjne (stężenie dopuszczalne średnioroczne – tło) [µg/m<sup>3</sup>],

S<sub>a max</sub> - Maksymalne obliczone stężenie średnioroczne [µg/m<sup>3</sup>].

2- wartość D<sub>1</sub> odnosi się do dwutlenku azotu (NO<sub>2</sub>), brak jest wartości D<sub>1</sub> dla tlenków azotu (NO<sub>x</sub>) wyrażonej jako suma NO i NO<sub>2</sub> w przeliczeniu na NO<sub>2</sub>.

Wydruki z programu "OPERAT FB" zawierające zestawienia danych i wyników obliczeń załączono do opracowania jako **załączniki P2** (substancje emitowane w wyniku procesów spalania) i **P3** (substancje organiczne).

### **Podsumowanie**

Z analizy wyników obliczeń rozprzestrzeniania zanieczyszczeń w powietrzu wynika, że funkcjonowanie Zakładu PKN ORLEN S.A. w Płocku po realizacji planowanego Projektu Rozbudowy Olefin nie spowoduje przekroczenia dopuszczalnych częstości przekroczeń wartości odniesienia substancji w powietrzu uśrednionych do 1 godziny. Obliczone wartości maksymalnych stężeń substancji w powietrzu powodowanych przez pracę samych projektowanych instalacji (Seria 1 obliczeń) są zdecydowanie niższe od wartości odniesienia uśrednionych do 1 godziny. W przypadku oddziaływania skumulowanego instalacji istniejących i projektowanych (Seria 2 obliczeń), obliczone wartości stężeń maksymalnych jednogodzinnych dwutlenku azotu i dwutlenku siarki są wyższe od wartości odniesienia uśrednionych do 1 godziny, jednakże obliczone częstości przekroczeń są niższe od wartości dopuszczalnych. Warunkiem dotrzymania wartości dopuszczalnych jest wprowadzanie gazów i pyłów do powietrza emitorami o parametrach nie gorszych, niż to określono w niniejszym raporcie. Dominujący wpływ na jakość powietrza będzie mieć eksploatacja pieców krakingowych (obiekty H-111, H-112, H-113, H-114, H-115 i H-116) oraz 3 kotłów projektowanej Elektrociepłowni II (kotły 4600-K1, 4600-K2 i 4600-K3). Ze względu na lokalizację emitorów w/w źródeł emisji w bliskim sąsiedztwie proponuje się zróżnicować wysokości emitorów pieców krakingowych oraz komina Elektrociepłowni II, tak by zróżnicować odległości wystąpienia stężeń maksymalnych (Xmm) od w/w emitorów. Pozwoli to uniknąć kumulacji zanieczyszczeń emitowanych z wszystkich tych emitorów w jednym rejonie. W celu uzyskania korzystnych warunków dla dyspersji zanieczyszczeń, proponuje się realizację kominów pieców krakingowych o minimalnej wysokości 50 m oraz wspólnego komina o minimalnej wysokości 70 m dla 3 kotłów Elektrociepłowni II. Przeprowadzone obliczenia rozprzestrzeniania zanieczyszczeń wykazały, że przy w/w parametrach emitorów wartości dopuszczalne będą dotrzymane dla wszystkich emitowanych substancji.

Obliczone wartości stężeń średniorocznych są niższe od wartości dyspozycyjnych w przypadku wszystkich substancji poza pyłem PM<sub>2,5</sub>. W przypadku pyłu PM<sub>2,5</sub> ze względu na fakt, że wartość tła zanieczyszczenia powietrza jest wyższa od wartości dopuszczalnej, która obowiązuje od dnia 1 stycznia 2020 r., brak jest obecnie wartości dyspozycyjnej (wartość dyspozycyjna wynosi zero). Z tego względu, obliczone maksymalne stężenie średnioroczne pyłu PM<sub>2,5</sub> powodowane przez emisję z analizowanych instalacji, powiększone o wartość tła zanieczyszczenia w powietrzu, jest wyższe od obecnie obowiązującej wartości dopuszczalnej. Obliczone prognozowane stężenie średnioroczne pyłu PM<sub>2,5</sub> powodowane przez projektowane instalacje (Seria 1 obliczeń) jest jednak bardzo niskie – wynosi maksymalnie 0,3313 µg/m<sup>3</sup>, co stanowi ok. 1,7% stężenia dopuszczalnego. Natomiast obliczone prognozowane stężenie średnioroczne pyłu PM<sub>2,5</sub> powodowane przez emisję z terenu PKN ORLEN S.A. po realizacji planowanych inwestycji (oddziaływanie skumulowane, tj. Seria 2 obliczeń) wynosi maksymalnie 0,6417 µg/m<sup>3</sup>, co stanowi ok. 3,2% stężenia dopuszczalnego. Świadczy to o tym, że emisja z terenu PKN Orlen S.A. będzie mieć niewielki wpływ na wartość stężenia średnioroczne pyłu PM-2,5 na analizowanym obszarze. Jest to związane ze znacznym wyniesieniem zanieczyszczeń pyłowych emitowanych w sposób zorganizowany.

Podsumowując przewiduje się, że eksploatacja Zakładu PKN ORLEN S.A. w Płocku po realizacji planowanych inwestycji nie będzie stwarzać zagrożenia dla środowiska w zakresie wpływu emisji zanieczyszczeń na stan jakości powietrza przy założeniu, że emitory źródeł emisji zorganizowanej będą posiadać parametry nie gorsze, niż określono w niniejszym opracowaniu.

### **1.5 Emisje do atmosfery i oddziaływanie na stan jakości powietrza w fazie likwidacji**

Projektowane instalacje będą eksploatowane długoterminowo i obecnie nie jest znany termin ich hipotetycznej likwidacji. Oddziaływanie na stan jakości powietrza w fazie likwidacji będzie – podobnie jak na etapie realizacji – związane z pracą ciężkiego sprzętu używanego do prac rozbiórkowych oraz z ruchem pojazdów ciężarowych do wywozu gruzu. Zasięg oddziaływania zanieczyszczeń emitowanych do powietrza podczas prac rozbiórkowych w fazie likwidacji obiektu będzie podobny jak w fazie budowy.

### **1.6 Wymagany zakres monitoringu w zakresie emisji do powietrza**

Monitoring emisji zanieczyszczeń do powietrza będzie prowadzony w oparciu o ciągłe i okresowe pomiary wielkości emisji, które prowadzący analizowane instalacje zobowiązany będzie wykonywać zgodnie z Decyzją wykonawczą Komisji (UE) 2017/2117 z dnia 21 listopada 2017 r. ustanawiającą konkluzje dotyczące najlepszych dostępnych technik (BAT) w odniesieniu do produkcji wielkotonażowych organicznych substancji chemicznych zgodnie z dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE (notyfikowana jako dokument nr C(2017) 7469), Rozporządzeniem Ministra Środowiska z dnia 30 października 2014 r. w sprawie wymagań w zakresie prowadzenia pomiarów wielkości emisji oraz pomiarów ilości pobieranej wody (tekst jednolity: Dz.U. z 2019 r., poz. 2286, z późniejszą zmianą) oraz – w przypadku kotłów Elektrociepłowni II - Decyzją Wykonawczą Komisji (UE) 2017/1442 z dnia 31 lipca 2017 r. ustanawiającą konkluzje dotyczące najlepszych dostępnych technik (BAT) w odniesieniu do dużych obiektów energetycznego spalania zgodnie z dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE (notyfikowana jako dokument nr C(2017) 5225).

Szczegółowy zakres i częstotliwość wykonywania pomiarów z poszczególnych źródeł emisji przedstawiono w tabeli poniżej:

**Tabela 20. Przewidywany zakres monitoringu wielkości emisji w fazie eksploatacji**

Źródło emisji	Emitor	Nazwa substancji	Częstotliwość monitoringu wielkości emisji do powietrza	Norma pomiarowa	Informacje dodatkowe
Piec pirolityczny H-111	BEM1000	Tlenki azotu (NO <sub>x</sub> )	monitoring ciągły	Ogólne normy EN <sup>(1)</sup>	a) Monitoring ciągły należy zainstalować na każdym z emitorów pieców pirolitycznych. b) Na każdym z emitorów należy dodatkowo wykonać stanowisko do pomiaru manualnego (zgodne z normą PN-EN 15259), w celu umożliwienia wykonywania pomiarów równoległych w ramach procedur związanych z zapewnieniem jakości automatycznych systemów pomiarowych zgodnie z normą PN-EN 14181. <sup>(2)</sup> c) Zgodnie z BAT1 Konkluzji BAT LVOC, monitoring emisji pyłu nie jest wymagany, gdyż planuje się spalać wyłącznie paliwa gazowe.
Piec pirolityczny H-112	BEM1001	Tlenek węgla (CO)	monitoring ciągły	Ogólne normy EN <sup>(1)</sup>	
Piec pirolityczny H-113	BEM1002				
Piec pirolityczny H-114	BEM1003				
Piec pirolityczny H-115	BEM1004				
Piec pirolityczny H-116	BEM1005	Dwutlenek siarki (SO <sub>2</sub> )	monitoring ciągły	Ogólne normy EN <sup>(1)</sup>	

Źródło emisji	Emitor	Nazwa substancji	Częstotliwość monitoringu wielkości emisji do powietrza	Norma pomiarowa	Informacje dodatkowe
Odkoksownik pieca H-111	BEM1006	Tlenek węgla (CO)	1 raz w roku albo raz w trakcie odkoksowania, jeżeli odbywa się ono z mniejszą częstotliwością	EN 15058 <sup>(3)</sup>	a) Stanowiska pomiarowe należy wykonać na każdym z emitorów odkoksowników
Odkoksownik pieca H-112	BEM1007				
Odkoksownik pieca H-113	BEM1008				
Odkoksownik pieca H-114	BEM1009				
Odkoksownik pieca H-115	BEM1010	Pył ogółem (TSP)	1 raz w roku albo raz w trakcie odkoksowania, jeżeli odbywa się ono z mniejszą częstotliwością	EN 13284-1 <sup>(3)</sup>	
Odkoksownik pieca H-116	BEM1011				
Kocioł parowy 4600-K1 Kocioł parowy 4600-K2 Kocioł parowy 4600-K3	Emitor wspólny dla 3 kotłów parowych	Tlenki azotu (NO <sub>x</sub> )	monitoring ciągły	Ogólne normy EN <sup>(1)</sup>	a) Monitoring ciągły należy zainstalować na emitorze wspólnym dla 3 kotłów parowych – zespół 3 kotłów stanowić będzie jedno źródło emisji zgodnie z tzw. „pierwszą zasadą łączenia”, o której mowa w Art. 157a ust. 2 pkt. 1 Ustawy POŚ.  b) Należy dodatkowo wykonać stanowisko do pomiarów manualnych (zgodne z normą PN-EN 15259), w celu umożliwienia wykonywania pomiarów dla
		Amoniak - Monitoring wymagany jedynie w przypadku stosowania SNCR lub SCR	a) W przypadku stosowania SNCR: ciągły b) W przypadku stosowania SCR: ciągły do czasu możliwości wykazania stabilnego poziomu emisji, następnie 1 raz na rok	Ogólne normy EN <sup>(1)</sup>	
		Tlenek węgla (CO)	monitoring ciągły	Ogólne normy EN <sup>(1)</sup>	
		Dwutlenek siarki (SO <sub>2</sub> )	monitoring ciągły	Ogólne normy EN <sup>(1)</sup>	
		Trójtlenek siarki (SO <sub>3</sub> ) - Monitoring wymagany jedynie w przypadku stosowania SCR	1 raz na rok	Nie określa się - brak dostępnej normy EN	

Źródło emisji	Emitor	Nazwa substancji	Częstotliwość monitoringu wielkości emisji do powietrza	Norma pomiarowa	Informacje dodatkowe
		Pył ogółem (TSP)	monitoring ciągły	Ogólne normy EN <sup>(1)</sup>	substancji mierzonych okresowo oraz pomiarów równoległych w ramach procedur związanych z zapewnieniem jakości automatycznych systemów pomiarowych zgodnie z normą PN-EN 14181 <sup>(2)</sup> .
		Chlorki gazowe wyrażone jako HCl - Monitoring wymagany jedynie w przypadku opalania kotłów gazem procesowym, nie wymagany przypadku opalania wyłącznie gazem ziemnym	1 raz na 3 miesiące do czasu możliwości wykazania stabilnego poziomu emisji, następnie 1 raz na rok	EN 1911	
		Fluorowodór (HF) - Monitoring wymagany jedynie w przypadku opalania kotłów gazem procesowym, nie wymagany przypadku opalania wyłącznie gazem ziemnym	1 raz na 3 miesiące do czasu możliwości wykazania stabilnego poziomu emisji, następnie 1 raz na rok	Nie określa się - brak dostępnej normy EN	
		LZO - Monitoring wymagany jedynie w przypadku opalania kotłów gazem procesowym, nie wymagany przypadku opalania wyłącznie gazem ziemnym	1 raz na 6 miesięcy do czasu możliwości wykazania stabilnego poziomu emisji, następnie 1 raz na rok	EN 12619	

Źródło emisji	Emitor	Nazwa substancji	Częstotliwość monitoringu wielkości emisji do powietrza	Norma pomiarowa	Informacje dodatkowe
Piec technologiczny – podgrzewacz wsadu PGH	BEM10013	<p>Nie dotyczy.</p> <p>BAT1 Konkluzji BAT LVOC nakłada obowiązek wykonywania pomiarów wielkości emisji z pieców procesowych/nagrzewnic o całkowitej nominalnej mocy cieplnej dostarczonej w paliwie nie mniejszej niż 10 MW<sub>th</sub>; Piec technologiczny – podgrzewacz wsadu PGH będzie miał nominalną moc cieplną 2 MW<sub>th</sub> i z tego względu wykonywanie ciągłych lub okresowych pomiarów wielkości emisji z tego źródła emisji nie będzie wymagane.</p>			a) Na emitorze należy wykonać stanowisko do pomiarów manualnych (zgodne z normą PN-EN 15259) dla potrzeb przeprowadzania wstępnych pomiarów wielkości emisji zgodnie z Art. 147 ust. 4 Ustawy POŚ oraz ewentualnych późniejszych pomiarów kontrolnych.
Dopalacz katalityczny U-220	BEM1014	Całkowite LZO	1 raz na 6 miesięcy do czasu możliwości wykazania stabilnego poziomu emisji, następnie 1 raz na rok	EN 12619	a) Na emitorze należy wykonać stanowisko do pomiarów manualnych zgodnie z normą PN-EN 15259
		Tlenek etylenu	1 raz w miesiącu do czasu możliwości wykazania stabilnego poziomu emisji, następnie 1 raz na rok	Nie określa się - brak dostępnej normy EN	
		Tlenki azotu (NO <sub>x</sub> ) <sup>(1)</sup>	1 raz w miesiącu do czasu możliwości wykazania stabilnego poziomu emisji, następnie 1 raz na rok	EN 14792	
		Tlenek węgla (CO)	1 raz w miesiącu do czasu możliwości wykazania stabilnego poziomu emisji, następnie 1 raz na rok	EN 15058	

Źródło emisji	Emitor	Nazwa substancji	Częstotliwość monitoringu wielkości emisji do powietrza	Norma pomiarowa	Informacje dodatkowe
		Dwutlenek siarki (SO <sub>2</sub> )	1 raz w miesiącu do czasu możliwości wykazania stabilnego poziomu emisji, następnie 1 raz na rok	EN 14791	
		Pył ogółem (TSP)	1 raz w miesiącu do czasu możliwości wykazania stabilnego poziomu emisji, następnie 1 raz na rok	EN 13284-1	
Kocioł odzysknicowy B-910	BEM1015	Tlenki azotu (NO <sub>x</sub> ) <sup>1</sup>	1 raz w miesiącu do czasu możliwości wykazania stabilnego poziomu emisji, następnie 1 raz na rok	EN 14792	a) Na emitorze należy wykonać stanowisko do pomiarów manualnych zgodne z normą PN-EN 15259
		Tlenek węgla (CO)	1 raz w miesiącu do czasu możliwości wykazania stabilnego poziomu emisji, następnie 1 raz na rok	EN 15058	
		Dwutlenek siarki (SO <sub>2</sub> )	1 raz w miesiącu do czasu możliwości wykazania stabilnego poziomu emisji, następnie 1 raz na rok	EN 14791	
		Pył ogółem (TSP)	1 raz w miesiącu do czasu możliwości wykazania stabilnego poziomu emisji, następnie 1 raz na rok	EN 13284-1	
		Całkowite LZO	1 raz na 6 miesięcy do czasu możliwości wykazania stabilnego poziomu emisji, następnie 1 raz na rok	EN 12619	



Źródło emisji	Emitor	Nazwa substancji	Częstotliwość monitoringu wielkości emisji do powietrza	Norma pomiarowa	Informacje dodatkowe
		Tlenek etylenu	1 raz w miesiącu do czasu możliwości wykazania stabilnego poziomu emisji, następnie 1 raz na rok	Nie określa się - brak dostępnej normy EN	

- 1) Ogólne normy EN w odniesieniu do pomiarów ciągłych to normy EN 15267-1, -2 i -3, oraz EN 14181.
- 2) Systemy do ciągłych pomiarów emisji do powietrza podlegają procedurom zgodnym z normą EN 14181, zapewniającym odpowiedni poziom jakości, w tym co najmniej raz w roku kontroli za pomocą pomiarów równoległych prowadzonych przy użyciu innych systemów z zastosowaniem następujących metodyk referencyjnych: dla pyłu ogółem zgodnie z normą EN 13284-1, dla SO<sub>2</sub> zgodnie z normą EN 14791, dla NO<sub>x</sub> zgodnie z normą EN 14792, dla CO zgodnie z normą EN 15058.
- 3) Norma i okres pobierania próbek wymagają dostosowania tak, aby mierzone wartości były reprezentatywne dla całego cyklu odkoksowania.

Wyniki pomiarów wielkości emisji przekazywane będą właściwym organom ochrony środowiska oraz Wojewódzkiemu Inspektorowi Ochrony Środowiska, zgodnie z Rozporządzeniem Ministra Środowiska z dnia 19 listopada 2008 r. w sprawie rodzajów wyników pomiarów prowadzonych w związku z eksploatacją instalacji lub urządzenia i innych danych oraz terminów i sposobów ich prezentacji (Dz. U. z 2008 r. Nr 215, poz. 1366, z późniejszą zmianą).

Ponadto, informacje o rodzajach i ilościach zanieczyszczeń wprowadzanych do powietrza będą co roku przekazywane właściwym organom w ramach sprawozdawczości związanej z naliczaniem opłat za korzystanie ze środowiska oraz w postaci raportów rocznych wprowadzanych do bazy KOBiZE. Informacje o wielkości emisji będą również raportowane do systemu E-PRTR, w ramach którego będą następnie publicznie udostępniane.

Monitoring będzie polegał ponadto na bieżącej kontroli stanu technicznego urządzeń i ich właściwej konserwacji.

Stan jakości powietrza w analizowanym rejonie będzie monitorowany przez służby właściwego Wojewódzkiego Inspektoratu Ochrony Środowiska w ramach Państwowego Monitoringu Środowiska.

## 1.7 Podsumowanie i wnioski

1. Źródłem emisji zanieczyszczeń do powietrza w fazie realizacji projektowanej Wytwórni Olefin 3 oraz instalacji peryferyjnych będzie praca sprzętu budowlanego oraz ruch pojazdów obsługujących plac budowy oraz przywożących i odwożących materiały i urządzenia. Maszyny robocze i samochody będą emitować do powietrza produkty spalania paliw, w tym zanieczyszczenia takie jak tlenki azotu, dwutlenek siarki, tlenek węgla, pył i węglowodory. Występować będzie również zjawisko wtórnego unoszenia do powietrza ziaren pyłów zdeponowanych na podłożu wskutek ruchu pojazdów (pylenie wtórne) oraz pylenie będące wynikiem przemieszczania mas ziemnych i kruszyw budowlanych.
2. Negatywne oddziaływanie fazy budowy na stan jakości powietrza będzie miało charakter okresowy, ograniczony zasadniczo do najbliższego sąsiedztwa placu robót. Biorąc pod uwagę przejściowy charakter prac budowlanych oraz dostępne techniczne i organizacyjne metody zabezpieczenia środowiska należy uznać, że etap ten nie spowoduje trwałych negatywnych zmian w środowisku.
3. W fazie eksploatacji projektowanej Wytwórni Olefin 3 oraz instalacji peryferyjnych emisje do powietrza zachodzić będą z następujących źródeł:
  - 6 pieców pirolitycznych do krakingu parowego, o nominalnej mocy cieplnej każdego z pieców wynoszącej 120 MW<sub>th</sub> – obiekty H-111, H-112, H-113, H-114, H-115 i H-116, będących źródłem zorganizowanej emisji produktów spalania gazu metanowego z Instalacji Olefin III i/lub gazu ziemnego- emisja tlenków azotu, tlenku węgla, dwutlenku siarki i pyłu (w tym pyłu PM10 i PM2,5); ponadto zachodzić będzie emisja pyłu (w tym pyłu PM10 i PM2,5) oraz tlenku węgla podczas cyklicznego odkoksowania pieców;
  - piec technologiczny – podgrzewacz wsadu PGH, będący źródłem zorganizowanej emisji produktów spalania gazu metanowego z Instalacji Olefin III lub gazu ziemnego – emisja tlenków azotu, tlenku węgla, dwutlenku siarki i pyłu (w tym pyłu PM10 i PM2,5);
  - dopalacz katalityczny – obiekt U-220 – przeznaczony do dopalania związków organicznych zawartych w gazach procesowych odprowadzanych z instalacji EO/EG, zaopatrzony w palnik o nominalnej mocy cieplnej 4 MW<sub>th</sub> – emisja tlenków azotu, tlenku węgla, dwutlenku siarki i pyłu (w tym pyłu PM10 i PM2,5), jak również resztkowych (nie spalonych) niemetanowych lotnych związków organicznych (NMLZO), w tym tlenku etylenu i węglowodorów alifatycznych; zakładana skuteczność usuwania NMLZO przez dopalacz katalityczny – 99%;
  - kocioł odzysknicowy instalacji EO/EG – obiekt B-910 - zaopatrzony w palnik o nominalnej mocy cieplnej ok. 5 MW<sub>th</sub>, będący źródłem zorganizowanej emisji produktów spalania gazów procesowych z instalacji

- EO/EG– emisja tlenków azotu, tlenku węgla, dwutlenku siarki i pyłu (w tym pyłu PM10 i PM2,5) oraz resztkowych (nie spalonych) lotnych związków organicznych (LZO), w tym tlenku etylenu;
- Elektrociepłownia II - 3 kotły do wytwarzania pary technologicznej, o nominalnej mocy cieplnej każdego kotła wynoszącej 312 MW<sub>th</sub> – obiekty 4600-K1, 4600-K2 i 4600-K3, będące źródłem zorganizowanej emisji produktów spalania gazu metanowego z Instalacji Olefin III lub gazu ziemnego- tlenków azotu, tlenku węgla, dwutlenku siarki i pyłu (w tym pyłu PM10 i PM2,5); w związku z opcjonalnym montażem instalacji redukcji tlenków azotu (SCR lub SNCR) w analizie uwzględniono dodatkowo emisję amoniaku;
  - zbiorniki magazynowe benzyny średniej z dachami płuwającymi – obiekty 6710-TK3 i 6710-TK4, będące źródłem niezorganizowanej emisji lotnych składników benzyn - węglowodorów alifatycznych, benzenu, toluenu i ksylenu.
4. Z analizy wyników obliczeń rozprzestrzeniania zanieczyszczeń w powietrzu wynika, że funkcjonowanie Zakładu PKN ORLEN S.A. w Płocku po realizacji planowanego Projektu Rozbudowy Olefin nie spowoduje przekroczenia dopuszczalnych częstości przekroczeń wartości odniesienia substancji w powietrzu uśrednionych do 1 godziny. Obliczone wartości maksymalnych stężeń substancji w powietrzu powodowanych przez pracę samych projektowanych instalacji (Seria 1 obliczeń) są zdecydowanie niższe od wartości odniesienia uśrednionych do 1 godziny. W przypadku oddziaływania skumulowanego instalacji istniejących i projektowanych (Seria 2 obliczeń), obliczone wartości stężeń maksymalnych jednogodzinnych dwutlenku azotu i dwutlenku siarki są wyższe od wartości odniesienia uśrednionych do 1 godziny, jednakże obliczone częstości przekroczeń są niższe od wartości dopuszczalnych. Warunkiem dotrzymania wartości dopuszczalnych jest wprowadzanie gazów i pyłów do powietrza emitorami o parametrach nie gorszych, niż to określono w niniejszym raporcie. Dominujący wpływ na jakość powietrza będzie mieć eksploatacja pieców krakingowych (obiekty H-111, H-112, H-113, H-114, H-115 i H-116) oraz 3 kotłów projektowanej Elektrociepłowni II (kotły 4600-K1, 4600-K2 i 4600-K3). Ze względu na lokalizację emitorów w/w źródła emisji w bliskim sąsiedztwie proponuje się zróżnicować wysokości emitorów pieców krakingowych oraz komina Elektrociepłowni II, tak by zróżnicować odległości wystąpienia stężeń maksymalnych (X<sub>mm</sub>) od w/w emitorów. Pozwoli to uniknąć kumulacji zanieczyszczeń emitowanych z wszystkich tych emitorów w jednym rejonie. W celu uzyskania korzystnych warunków dla dyspersji zanieczyszczeń, proponuje się realizację kominów pieców krakingowych o minimalnej wysokości 50 m oraz wspólnego komina o minimalnej wysokości 70 m dla 3 kotłów Elektrociepłowni II. Przeprowadzone obliczenia rozprzestrzeniania zanieczyszczeń wykazały, że przy w/w parametrach emitorów wartości dopuszczalne będą dotrzymane dla wszystkich emitowanych substancji.

Obliczone wartości stężeń średniorocznych są niższe od wartości dyspozycyjnych w przypadku wszystkich substancji poza pyłem PM2,5. W przypadku pyłu PM2,5 ze względu na fakt, że wartość tła zanieczyszczenia powietrza jest wyższa od wartości dopuszczalnej, która obowiązuje od dnia 1 stycznia 2020 r., brak jest obecnie wartości dyspozycyjnej (wartość dyspozycyjna wynosi zero). Z tego względu, obliczone maksymalne stężenie średnioroczne pyłu PM2,5 powodowane przez emisję z analizowanych instalacji, powiększone o wartość tła zanieczyszczenia w powietrzu, jest wyższe od obecnie obowiązującej wartości dopuszczalnej. Obliczone prognozowane stężenie średnioroczne pyłu PM2,5 powodowane przez projektowane instalacje (Seria 1 obliczeń) jest jednak bardzo niskie – wynosi maksymalnie 0,3313 µg/m<sup>3</sup>, co stanowi ok. 1,7% stężenia dopuszczalnego. Natomiast obliczone prognozowane stężenie średnioroczne pyłu PM2,5 powodowane przez emisję z terenu PKN ORLEN S.A. po realizacji planowanych inwestycji (oddziaływanie skumulowane, tj. Seria 2 obliczeń) wynosi maksymalnie 0,6417 µg/m<sup>3</sup>, co stanowi ok. 3,2% stężenia dopuszczalnego. Świadczy to o tym, że emisja z terenu PKN Orlen S.A. będzie mieć niewielki wpływ na wartość stężenia średnioroczne pyłu PM-2,5 na analizowanym obszarze. Jest to związane ze znacznym wyniesieniem zanieczyszczeń pyłowych emitowanych w sposób zorganizowany.

5. Podsumowując przewiduje się, że eksploatacja Zakładu PKN ORLEN S.A. w Płocku po realizacji planowanych inwestycji nie będzie stwarzać zagrożenia dla środowiska w zakresie wpływu emisji zanieczyszczeń na stan jakości powietrza przy założeniu, że emitory źródeł emisji zorganizowanej będą posiadać parametry nie gorsze, niż określono w niniejszym opracowaniu.

## **2. Opis metod prognozowania zastosowanych przez wnioskodawcę oraz opis przewidywanych znaczących oddziaływań planowanego przedsięwzięcia na środowisko**

### **Jakość powietrza**

W celu określenia emisji substancji do powietrza dla przedmiotowego przedsięwzięcia przeprowadzono szczegółową analizę dostępnych na tym etapie procesu inwestycyjnego danych technologicznych charakteryzujących planowane przedsięwzięcie (w tym opisy, zestawienia, rysunki i schematy), udostępnionych przez Inwestora. Przeanalizowano również udostępnione przez Inwestora dokumenty charakteryzujące oddziaływanie na środowisko istniejących instalacji PKN ORLEN S.A., których oddziaływanie będzie się kumulować z oddziaływaniem planowanego przedsięwzięcia.

Obliczenia rozprzestrzeniania zanieczyszczeń w powietrzu wykonano przy użyciu programu "OPERAT FB" dla Windows v.8.1.2/2020 r. (wersja rozszerzona) firmy "PROEKO" Ryszard Samoć, zgodnego z referencyjną metodyką obliczeniową określoną w załączniku nr 3 do Rozporządzenia Ministra Środowiska z dnia 26 stycznia 2010 r. w sprawie wartości odniesienia dla niektórych substancji w powietrzu (Dz. U. 2010, Nr 16 poz. 87).

## **3. Trudności wynikające z niedostatków techniki lub luk we współczesnej wiedzy**

### **Jakość powietrza**

Uzyskane materiały i informacje o projektowanym przedsięwzięciu były wystarczające do wykonania oceny oddziaływania na analizowany komponent środowiska i sporządzenia niniejszego opracowania. Nie stwierdzono trudności wynikających z niedostatków techniki lub luk we współczesnej wiedzy.

## **4. Streszczenie w języku niespecjalistycznym**

W czasie trwania prac budowlanych, źródłem emisji zanieczyszczeń do powietrza będą maszyny i środki transportu wykorzystywane przy pracach budowlanych oraz przemieszczane masy ziemne, piasek i cement. Wielkość emisji substancji gazowych i pyłowych uzależniona będzie od warunków meteorologicznych i fazy realizacji zadania. Okresowo wymienione emisje o charakterze niezorganizowanym mogą być dokuczliwe, ale biorąc pod uwagę przejściowy charakter prac budowlanych należy uznać, że etap ten nie spowoduje trwałych negatywnych zmian w środowisku.

W fazie eksploatacji, źródłem emisji zanieczyszczeń do powietrza będą procesy technologiczne związane głównie ze spalaniem paliw gazowych w ramach procesów produkcyjnych oraz w celu wytworzenia energii. Projektowane instalacje zostaną wyposażone w rozwiązania technologiczne pozwalające ograniczyć emisje do poziomu zgodnego z krajowymi i wspólnotowymi (europejskimi) wymaganiami prawnymi. Źródła emisji wyposażone zostaną w kominy o wysokościach zapewniających rozproszenie emitowanych zanieczyszczeń do poziomów nie przekraczających wartości dopuszczalnych. Z przeprowadzonych obliczeń i analiz wynika, że eksploatacja projektowanych instalacji przy uwzględnieniu skumulowanego oddziaływania z istniejącymi instalacjami PKN ORLEN S.A. nie będzie stwarzać zagrożenia dla środowiska w zakresie wpływu emisji zanieczyszczeń na stan jakości powietrza.

## 5. Źródła informacji stanowiące podstawę do sporządzenia raportu

Tabela 21. Źródła informacji stanowiące podstawę do sporządzenia raportu

Lp.	Pełna nazwa dokumentu referencyjnego/źródłowego
1.	Ustawa 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 (tekst jednolity: Dz. U. z 2020 r., poz. 283, z późniejszymi zmianami)
2.	Ustawa z dnia 27 kwietnia 2001 r. Prawo ochrony środowiska (tekst jednolity: Dz. U. z 2020 r. poz. 1219, z późniejszymi zmianami)
3.	Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 1 marca 2018 roku w sprawie standardów emisyjnych dla niektórych rodzajów instalacji, źródeł spalania paliw oraz urządzeń spalania lub współspalania odpadów (tekst jednolity: Dz.U. z 2019 r., poz. 1806)
4.	Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 26 stycznia 2010 r. w sprawie wartości odniesienia dla niektórych substancji w powietrzu (Dz. U. 2010, Nr 16 poz. 87)
5.	Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 24 sierpnia 2012 r. w sprawie poziomów niektórych substancji w powietrzu (Dz. U. z 2012 r., poz. 1031, z późniejszą zmianą)
6.	Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 30 października 2014 r. w sprawie wymagań w zakresie prowadzenia pomiarów wielkości emisji oraz pomiarów ilości pobieranej wody (tekst jednolity: Dz.U. z 2019 r., poz. 2286, z późniejszą zmianą)
7.	Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 19 listopada 2008 r. w sprawie rodzajów wyników pomiarów prowadzonych w związku z eksploatacją instalacji lub urządzenia i innych danych oraz terminów i sposobów ich prezentacji (Dz. U. 2008 Nr 215, poz. 1366, z późniejszą zmianą)
8.	Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 9 października 2015 r. w sprawie wymagań jakościowych dla paliw ciekłych (Dz. U. z 2015 r., poz. 1680, z późn. zm.)
9.	Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE z dnia 24 listopada 2010 r. w sprawie emisji przemysłowych (zintegrowane zapobieganie zanieczyszczeniom i ich kontrola)
10.	Decyzja wykonawcza Komisji (UE) 2017/2117 z dnia 21 listopada 2017 r. ustanawiająca konkluzje dotyczące najlepszych dostępnych technik (BAT) w odniesieniu do produkcji wielkotonażowych organicznych substancji chemicznych zgodnie z dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE (notyfikowana jako dokument nr C(2017) 7469)
11.	Decyzja Wykonawcza Komisji (UE) 2017/1442 z dnia 31 lipca 2017 r. ustanawiająca konkluzje dotyczące najlepszych dostępnych technik (BAT) w odniesieniu do dużych obiektów energetycznego spalania zgodnie z dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE (notyfikowana jako dokument nr C(2017) 5225)
12.	Dokument Referencyjny Najlepszych Dostępnych Technik (BAT) dla produkcji wielkotonażowych organicznych substancji chemicznych (Komisja Europejska, JRC, 2017 r.)
13.	Dokument referencyjny w sprawie najlepszych dostępnych technik (BAT) dla dużych obiektów energetycznego spalania (JRC, Komisja Europejska, 2017 r.)
14.	Best Available Techniques (BAT) Reference Document for Common Waste Gas Management and Treatment Systems in the Chemical Sector, Draft 1 (Komisja Europejska, JRC, Listopad 2019 r.)

Lp.	Pełna nazwa dokumentu referencyjnego/źródłowego
15.	Decyzja Wojewody Mazowieckiego z dnia 31 maja 2005 r., znak: WŚR.I.6640/16/8/04/05, udzielająca pozwolenia zintegrowanego na prowadzenie instalacji zlokalizowanych na terenie zakładu PKN Orlen Zakład w Płocku, wraz z decyzjami zmieniającymi.
16.	Wniosek o zmianę pozwolenia zintegrowanego dla instalacji rafinerii, petrochemii oraz elektrociepłowni zakładu produkcyjnego PKN ORLEN S.A., CDM Smith, Warszawa, czerwiec 2019 r.
17.	EMEP/EEA air pollutant emission inventory guidebook 2019
18.	Ekologiczne problemy silników spalinowych Tom 1, Jerzy Merkiś, Wydawnictwo Politechniki Poznańskiej, 1998 r.
19.	Pismo Głównego Inspektoratu Ochrony Środowiska, znak DM/063-1/532/20/PG, z dnia 07.07.2020 r., określające stan jakości powietrza w rejonie planowanej inwestycji.
20.	Problemy obliczeniowe w ochronie atmosfery, S. Chrościel, M. Nowicki, Wydawnictwa Politechniki Warszawskiej, Warszawa 1977 r.
21.	Wartości opałowe (WO) i wskaźniki emisji CO <sub>2</sub> (WE) w roku 2017 do raportowania w ramach Wspólnotowego Systemu Handlu Uprawnieniami do Emisji za rok 2020 (KOBiZE, IOŚ-PIB, Warszawa, Grudzień 2019 r.)
22.	Wskaźniki emisji substancji zanieczyszczających wprowadzanych do powietrza z procesów energetycznego spalania paliw, Ministerstwo Ochrony Środowiska, Zasobów Naturalnych i Leśnictwa, Warszawa 1996 r.
23.	Program do obliczeń rozprzestrzeniania zanieczyszczeń w powietrzu "OPERAT FB" dla Windows v.8.1.2/2020 r. (wersja rozszerzona) firmy "PROEKO" Ryszard Samoć.
24.	Baza emitatorów znajdujących się na terenie PKN ORLEN S.A. Zakład w Płocku – pliki .OPERAT przekazane przez Wnioskodawcę
25.	Fotomapy terenu - <a href="https://maps.google.com/">https://maps.google.com/</a> ; <a href="http://www.geoportal.gov.pl/">http://www.geoportal.gov.pl/</a> (do celów poglądowych).