

# MARSZAŁEK

Województwa Kujawsko-Pomorskiego

Toruń, dn. 30 listopada 2016 r.

ŚG-I-W.7222.8.2016.SN

## DECYZJA

Działając na podstawie:

- art. 104 ustawy z dnia 14 czerwca 1960 r. – Kodeks postępowania administracyjnego (Dz. U. z 2016 r. poz. 23 ze zm.),
- art. 147 ust. 4 i 5, art. 181 ust. 1 pkt 1, art. 183 ust. 1, art. 184 ust. 1, art. 188, art. 201 ust. 1, art. 207, art. 211, art. 218, art. 222 ust. 1 pkt a, art. 224 ust. 1 i 2, art. 378 ust. 2a ustawy z dnia 27 kwietnia 2001 r. Prawo ochrony środowiska (Dz. U. z 2016 r. poz. 672 ze zm.),
- § 1 pkt 1 ppkt 1 załącznika do rozporządzenia Ministra środowiska z dnia 27 sierpnia 2014 r. w sprawie rodzajów instalacji mogących powodować znaczne zanieczyszczenie poszczególnych elementów przyrodniczych albo środowiska jako całości (Dz. U. z 2014 r., poz. 1169),
- § 2 ust. 1 pkt 3 rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 9 listopada 2010 r. w sprawie przedsięwzięć mogących znacząco oddziaływać na środowisko (Dz. U. z 2016 r. poz. 71)

### po rozpatrzeniu

wniosku EDF Gaz Toruń Sp. z o. o., ul. Złota 59, 00-120 Warszawa z dnia 17 maja 2016 roku w sprawie wydania pozwolenia zintegrowanego dla instalacji do wytwarzania energii i paliw – do spalania paliw o nominalnej mocy nie mniejszej niż 50 MW<sub>t</sub>, zlokalizowanej na terenie EDF Gaz Toruń Sp. z o. o., ul. Ceramiczna 6 w Toruniu

### orzekam

**I. Udzielam EDF Gaz Toruń Sp. z o. o., ul. Złota 59, 00-120 Warszawa pozwolenia zintegrowanego na eksploatację instalacji:**

- do wytwarzania energii i paliw – do spalania paliw o nominalnej mocy nie mniejszej niż 50 MW<sub>t</sub>,

zlokalizowanej w Toruniu przy ul. Ceramicznej 6 na działkach o nr ewidencyjnych 99/52, 99/17, 122/143, 122/140, 122/142 w obrębie 42 o łącznej powierzchni 22 434,0 m<sup>3</sup>,

**obejmującego:**

- wprowadzanie zanieczyszczeń do powietrza,
- wytwarzanie odpadów innych niż niebezpieczne,
- emisję hałasu.

## II. Informacje ogólne o prowadzącym instalację:

EDF GAZ Toruń Sp. z o. o.

ul. Złota 59

00-120 Warszawa

REGON: 362408427

NIP: 525 262 79 42

KRS: 0000572868

## III. Określam rodzaj prowadzonej działalności, warunki eksploatacyjne i parametry instalacji:

### III.1. Rodzaj prowadzonej działalności

Instalacja objęta niniejszą decyzją prowadzi działalność polegającą na skojarzonym wytwarzaniu energii elektrycznej i ciepłej poprzez zastąpienie tradycyjnych źródeł produkcyjnych opalanych węglem kamiennym źródłami opalonymi gazem ziemnym lub lekkim olejem opałowym.

Przedmiotowa instalacja ma na celu zwiększyć niezawodność w dostarczaniu energii elektrycznej oraz ciepłej.

Wytworzona energia elektryczna przekazywana będzie do Krajowego Systemu Przesyłowego 110 kV, natomiast energia ciepła jako gorąca woda obiegowa o temperaturze 70-135 °C wprowadzana będzie do miejskiej sieci ciepłowniczej.

### III.2. Charakterystyka instalacji, urządzeń oraz opis technologii

#### III.2.1. Charakterystyka instalacji i urządzeń

Układ technologiczny przedmiotowej instalacji IPPC jest oparty o dwie turbiny gazowe, które zasilają spalinami wodne kotły odzysknicowe. Ponadto system jest wyposażony w kotły szczytowe, gazowo-olejowe eksploatowane w czasie szczytu energetycznego oraz jako rezerwowe źródło ciepła w przypadku przerw w pracy turbin.

W skład instalacji wchodzi następujące urządzenia, układy i systemy:

- dwie turbiny gazowe GE LM6000PF wyposażone w technologię DLE (Dry Low Emission), ograniczającą emisję NO<sub>x</sub> wraz z dwoma kotłami odzysknicowymi oraz możliwością dopalania gazem ziemnym w celu zwiększenia mocy ciepłowniczej,
- 6 kotłów rezerwowo-szczytowych ( w I etapie 4 kotły, w II etapie 2 kotły) opalanych gazem ziemnym lub lekkim olejem opałowym firmy STANDARDKESSEL,

- układ zasilania turbin i kotłów w paliwo podstawowe (gaz ziemny) – obejmujący stację przygotowania gazu, stację pomiarową, sprężarkownię gazu oraz rurociągi przesyłowe do odbiorników,
- układ zasilania kotłów szczytowo-rezerwowych w paliwo rezerwowe (olej opałowy lekki) – obejmujący zbiornik oleju opałowego, pompy oraz rurociągi przesyłowe do kotłowni szczytowo-rezerwowej,
- układ produkcji i odbioru energii elektrycznej – obejmujący generatory energii elektrycznej współpracujące z turbinami, transformatory blokowe i transformatory odczepowe,
- układ odbioru energii cieplnej – obejmujący układ wody sieciowej z pompownią, odgazowywaczem, akumulator ciepła oraz układ uzupełniania strat wody,
- układ chłodniczy – obejmujący zamknięte obiegi chłodnicze turbin gazowych i sprężarki gazu ziemnego (medium chłodnicze – roztwór glikolu),
- układ mycia sprężarek turbin – obejmujący układy mycia zintegrowane z turbinami oraz zbiorniki wody myjącej oraz zbiorniki odpadów powstających z mycia.

### **Bloki energetyczne GT50**

Każdy z dwóch bloków (bloki energetyczne GT50) jest blokiem kogeneracyjnym opalany gazem ziemnym z turbiną gazową, lotniczopochodną firmy GE (LM6000PF) o mocy ok. 50 MW<sub>e</sub> (GT-50) wraz z odzyskiem ciepła w kotłach odzysknicowych w postaci gorącej wody. Ponadto każda turbina składa się ze sprężarki i turbiny połączonych wspólnym wałem oraz komory spalania umieszczonej pomiędzy nimi.

Turbina LM6000 PF jest to maszyna wyposażona w system DLE - Dry Low Emission, odznaczającą się parametrami, które gwarantują niskie emisje NO<sub>x</sub> i CO<sub>2</sub> w trakcie spalania paliwa w turbinach gazowych. Kotły odzysknicowe (z możliwością dodatkowego dopalania gazem) są tak zaprojektowane, aby miały możliwość dogrzania spalin z turbiny gazowej do temperatury ok. 820 °C w celu zapewnienia większej produkcji ciepła na potrzeby miejskiej sieci ciepłowniczej. Moc grzewcza w gorącej wodzie do systemu ciepłowniczego wynosi 116 MW<sub>t</sub>; z każdego bloku kogeneracyjnego. Każda jednostka jest zaprojektowana do działania w pełnym zakresie obciążeń, tj. od 20 MW do 100% obciążenia nominalnego.

### **Kotłownia szczytowo-rezerwowa**

Praca kotłowni jest ściśle związana z krzywą zapotrzebowania na ciepło. Kotły produkują ciepło w okresach zwiększonego zapotrzebowania oraz stanowią źródło energii cieplnej podczas remontów i nieplanowanych odstawień bloku. Podstawowym paliwem zasilającym kotły szczytowo-rezerwowe w warunkach normalnej pracy jest gaz ziemny. Olej opałowy w podstawowych układach pracy nie będzie stosowany. Paliwo płynne stanowi jedynie paliwo rezerwowe w sytuacjach awaryjnych (zakłócenia i awarie w dostawach gazu lub gdy dostępny wolumen gazu nie pokrywa całkowicie zapotrzebowania na ciepło, itp.).

### **Układ zasilania turbin i kotłów w paliwo podstawowe (gaz ziemny)**

Gaz ziemny dostarczany jest z zewnętrznego gazociągu ze stacji gazowej wysokiego ciśnienia. W związku z wymaganiami dotyczącymi dostarczonego paliwa gazowego (czystość, temperatura, ciśnienie) wymagane jest przygotowanie jego parametrów w stacji przygotowania gazu.

Instalacja gazu jest wyposażona w następujące urządzenia i instalacje:

- zespoły zaporowo-upustowe,
- układ filtracji gazu,
- układ pomiaru jakości gazu,
- układ pomiaru ilości gazu,
- układ podgrzewania gazu,
- układ redukcji ciśnienia gazu,
- układ sprężania gazu.

### **Układ zasilania kotłów szczytowo-rezerwowych w paliwo rezerwowe (olej opałowy lekki)**

Układ zasilania kotłów szczytowo-rezerwowych obejmuje:

- stanowisko rozładunku cystern samochodowych z pompami rozładowniczymi, posadowione na szczelnej betonowej wannie wyposażonej w system zbierania przecieków,
- zbiornik oleju opałowego – zbiornik dwupłaszczowy naziemny, izolowany, ogrzewany o pojemności 1200 m<sup>3</sup>, wyposażony w urządzenia do kontroli wycieków do przestrzeni międzypłaszczowej,
- stanowisko pomp oleju opałowego ze zbiornika do kotłów szczytowo-rezerwowych,
- układ zbierania przecieków olejowych ze zbiornikiem dwupłaszczowym o pojemności 3 m<sup>3</sup>.

### **Układ wytwarzania energii elektrycznej**

Energia elektryczna wytwarzana jest w dwóch generatorach trójfazowych. Z każdego generatora moc elektryczna kierowana jest do transformatora blokowego i transformatora odczepowego.

### **Układ wyprowadzania ciepła z akumulatora ciepła**

W skład układu wyprowadzania ciepła wchodzi następujące urządzenia:

- kolektor wody gorącej,
- akumulator ciepła (jest w nim magazynowany nadmiar wody gorącej, która stanowi rezerwę do pokrycia bieżących różnic w zapotrzebowaniu ciepła).

Podstawowym urządzeniem układu akumulacji ciepła jest bezciśnieniowy zbiornik akumulatora ciepła (zbiornik gorącej wody sieciowej), odpowiednio zaizolowany dla zminimalizowania strat ciepła. Akumulator jest połączony układem rurociągów wody sieciowej z pompami wody (pompy wody gorącej i pompy wody zimnej) oraz poprzez te pompy jest wpięty w układ wyprowadzania mocy cieplnej do układu miejskiej sieci ciepłowniczej.

### **Układ chłodniczy**

#### Podstawowymi urządzeniami układu chłodzenia są:

- zbiornik roztworu glikolu,
- pompy obiegowe,
- chłodnice wentylatorowe suche.

#### Układ chłodniczy odbiera ciepło z następujących systemów:

- demistry w instalacji podgrzewania gazu,
- chłodnice oleju smarowego turbin gazowych,
- chłodnice oleju smarowego generatorów,
- chłodnica oleju kompresorów gazu.

#### Układ mycia sprężarek turbin

Układ mycia turbin służy do bieżącego usuwania zanieczyszczeń z łopatek sprężarek turbin, w celu zapewnienia ich ciągłej poprawnej pracy. Każda turbina posiada zintegrowany system mycia wyposażony w zbiornik wewnętrzny o pojemności <400 l, napełniany wodą demineralizowaną.

#### Oprócz urządzeń zintegrowanych z turbinami elementami układu mycia są:

- zbiornik wody demineralizowanej o pojemności 30 m<sup>3</sup>, wraz z pompami dystrybucyjnymi i załadunkowymi,
- zbiornik wód zmywanych o pojemności 6 m<sup>3</sup>, wraz z układem do jego opróżniania.

### III.2.2. Opis technologii

Podstawowy proces produkcji energii elektrycznej i ciepła jest realizowany w jednej z dwóch turbin gazowych stanowiących silnik cieplny, który pobiera energię napędową z przepływających gorących spalin.

Turbiny, palniki kotłów odzysknicowych oraz kotły szczytowo-rezerwowe zasilane są gazem ziemnym, dostarczanym z zewnętrznego gazociągu. W stacji przygotowania gazu oraz budynku sprężania gazu następuje przygotowanie gazu do parametrów zgodnych z wymaganiami poszczególnych odbiorników. Kotły szczytowo-rezerwowe mogą być także zasilane paliwem rezerwowym – olejem opałowym lekkim. Dostawa oleju realizowana jest transportem samochodowym. Załadunek naziemnego dwupłaszczyznowego zbiornika o pojemności 1200 m<sup>3</sup> następuje poprzez stanowisko rozładunkowe, zabezpieczone przed możliwością przenikania do gruntu ewentualnych rozlewów.

Chłodny czynnik (powietrze) jest sprężany w sprężarce, gorący zaś (gazy spalinowe) – rozpręża się w turbinie powodując jej obrót. Odpowiednią temperaturę czynnika podawanego na turbinę uzyskuje się poprzez spalanie gazu w komorze spalania. Temperatura spalin wylotowych z komory spalania wynosi ok. 1 400 °C. Spaliny takie są wprowadzane na turbinę gazową, gdzie rozprężają się i ochładzają do ok. 450-500 °C.

Turbina pracuje w cyklu z tzw. kotłem odzysknicowym, którego zastosowanie umożliwia wykorzystanie ciepła zawartego w spalinach wylotowych. W instalacji znajdują się dwa wodne kotły odzysknicowe (po jednym dla każdej turbiny). Kotły odzysknicowe wyposażone są w dodatkowe palniki gazowe, których zadaniem jest wytworzenie dodatkowej mocy, tzw. szczytowej, większej niż pozwalają parametry

gazów wylotowych z turbiny gazowej. Temperatura spalin odprowadzanych do powietrza z takiego kotła odzysknicowego z dopaleniem do około 90 °C.

Każda z dwóch turbin gazowych napędza generator prądu  $S_n=63$  MVA,  $U_n=11,5$  kV. Wytwarzana energia elektryczna kierowana jest na transformatory blokowe i odczepowe. Następnie z transformatorów blokowych energia przekazywana jest do zewnętrznej sieci elektroenergetycznej. Transformatory odczepowe służą do pokrywania potrzeb własnych instalacji.

Ciepło z kotłów odzysknicowych oraz ciepło z kotłów szczytowo-rezerwowych odbierane jest jako gorąca woda. Poprzez układ pompowy kierowana jest ona do zewnętrznego obiegu ciepłowniczego. W układzie odbioru ciepła znajduje się akumulator ciepła – zbiornik gorącej wody, którego zadaniem jest wyrównanie nierównomierności w odbiorze ciepła. Uzupelnianie wody obiegowej następuje ze stacji uzdatniania wody znajdującej się w EDF Toruń poprzez odgazowywacze ze zbiornikiem wody uzupełniającej o pojemności 30 m<sup>3</sup> oraz poprzez pompy wody uzupełniającej.

Do schładzania oleju smarowego w układach turbin, generatorów i kompresorów gazu w instalacji podgrzewania gazu wykorzystywany jest pomocniczy układ chłodzenia. Jest to układ zamknięty, wykorzystujący jako medium roztwór glikolu. Po odebraniu ciepła roztwór schładzany jest w trzech chłodniach wentylatorowych.

### III.3. Parametry produkcyjne

Parametrem charakteryzującym instalację spalania paliw jest nominalna moc cieplna rozumiana jako ilość energii wprowadzonej w paliwie w jednostce czasu.

Dla przedmiotowej instalacji łączna nominalna moc cieplna wynosi 568 MW<sub>t</sub>.

Podstawowe dane jednego bloku pracującego w oparciu o turbinę gazową LM 6000PF w cyklu pracy z kotłem wodnym odzysknicowym z dopaleniem

Lp.	Parametry techniczne	Jednostka	Wartość
1	Moc elektryczna (mierzona na wyjściu z generatora)	MW	30-50,6
2	Maksymalna moc cieplna netto w wodzie odprowadzanej do sieci	MW	116
3	Sprawność elektryczna brutto przy pełnym obciążeniu w warunkach nominalnych	%	>41%

Podstawowe parametry kotła szczytowego, gazowo-olejowego

Lp.	Parametr	Jednostka	Paliwo	
			Gaz ziemny E	Olej opałowy lekki
1	Sprawność termiczna	%	95,5	95,5
2	Maksymalna moc cieplna w wodzie odprowadzanej do sieci	MW	30	30

Podstawowe parametry generatora

Lp.	Parametry techniczne	Jednostka	Wartość
1	Moc znamionowa w temp. 22 °C	MVA	63
2	Napięcie znamionowe	kV	11,5

#### Podstawowe parametry transformatora blokowego i odczepowego

Lp.	Parametry techniczne	Jednostka	Wartość
<b>Transformator blokowy</b>			
1	Moc znamionowa	MVA	63
2	Przekładnia znamionowa	kV/kV	115/11,5
<b>Transformator odczepowy</b>			
1	Moc znamionowa	MVA	14
2	Przekładnia znamionowa	kV/kV	11,5/6,3

#### Podstawowe parametry akumulatora ciepła

Lp.	Parametry techniczne	Jednostka	Wartość
1	Pojemność	M <sup>3</sup>	12 000
2	Nominalna temperatura załadunku/rozładunku	°C	95
3	Pojemność cieplna (dla temperatury nominalnej)	MW <sub>t</sub>	575

### III.4. Zużycie podstawowych materiałów, surowców, paliw i energii

#### III.4.1. Bilans materiałowy

Lp.	Parametr	Jednostka	Maksymalna wartość
<b>Wielkość zużycia paliw i mediów</b>			
1	Zużycie gazu ziemnego	tys. m <sup>3</sup> /rok	170 000
2	Zużycie oleju opałowego	Mg/rok	20 000
3	Zużycie wody	M <sup>3</sup> /rok	300 000
4	Zużycie energii elektrycznej na potrzeby własne	MWh/rok	36 000
<b>Wielkość produkcji</b>			
5	Produkcja ciepła	GJ/rok	3 400 000
6	Produkcja energii elektrycznej	MWh/rok	600 000

#### Inne (pomocnicze) materiały stosowane w instalacji

Lp.	Wyszczególnienie	Zastosowanie	Wielkość zużycia
1	Glikol	Medium w zamkniętym obiegu chłodniczym	Nie określa się wielkości zużycia. Glikol i oleje wymienia się okresowo – zgodnie z DTR urządzeń. Wielkość ich zużycia nie jest bezpośrednio powiązana z ilością wytwarzanej energii (lub spalanego paliwa)
2	Olej turbinowy	Wykorzystywany w zamkniętych układach smarowania i chłodzenia turbin	
3	Olej transformatorowy	Olej elektroizolacyjny, wypełniający kadzie transformatorów blokowych i odczepowych	
4	Oleje przekładniowe i smarowe	Wykorzystywane w przekładniach olejowych urządzeń	

#### Charakterystyka paliw

Lp.	Parametr	Zakres	Jednostka	Wartość
<b>Gaz ziemny E (wysokometanowy)</b>				
1	Ciepło spalania	wartość minimalna	MJ/Nm <sup>3</sup>	34
2	Wartość opałowa*	wartość minimalna	MJ/Nm <sup>3</sup>	33,5
3	Zawartość siarki (z nawaniaczem)	wartość maksymalna	mg/Nm <sup>3</sup>	20
<b>Olej opałowy lekki</b>				
1	Gęstość w temp. 15 °C	wartość maksymalna	kg/m <sup>3</sup>	860
2	Wartość opałowa	wartość minimalna	MJ/kg	42,6
3	Temperatura zapłonu	wartość minimalna	°C	56,0
4	Zawartość siarki	Wartość maksymalna	% (m/m)	0,10

\*Wartość opałowa przy temperaturze t=20 °C i ciśnieniu absolutnym 1,01325 bar – 800 (±100) kcal/m<sup>3</sup> lub 33,4944 ± 0,4187 MJ/m<sup>3</sup>

#### III.4.3. Charakterystyka energetyczna

Energia energetyczna na potrzeby własne instalacji dostarczana jest poprzez pobór mocy transformatorów doczepowych. W okresach przestoju zaopatrzenie w energię elektryczną realizowane jest poprzez pobór z zewnętrznej sieci elektroenergetycznej. W razie awarii zasilania, instalacja wyposażona jest w awaryjny generator Diesla mogący zasilić najważniejsze elementy instalacji.

Parametr	Jednostka	Wartość
<b>Blok GT1</b>		
Nominalna moc elektryczna	MW <sub>e</sub>	50,663



Nominalna sprawność elektryczna	%	42,4
Moc cieplna liczona jako ilość energii wprowadzonej w paliwie w jednostce czasu	MW <sub>t</sub>	119,3
<b>Kocioł odzysknicowy 1</b>		
Nominalna moc cieplna	MW <sub>t</sub>	118,6
Moc cieplna liczona jako ilość energii wprowadzonej w paliwie w jednostce czasu	MW <sub>t</sub>	70,5
<b>Blok GT2</b>		
Nominalna moc elektryczna	MW <sub>e</sub>	50,663
Nominalna sprawność elektryczna	%	42,4
Moc cieplna liczona jako ilość energii wprowadzonej w paliwie w jednostce czasu	MW <sub>t</sub>	119,3
<b>Kocioł odzysknicowy 2</b>		
Nominalna moc cieplna	MW <sub>t</sub>	118,6
Moc cieplna liczona jako ilość energii wprowadzonej w paliwie w jednostce czasu	MW <sub>t</sub>	70,5
<b>Kotły szczytowo-rezerwowe 1-6</b>		
Nominalna moc cieplna – spalanie gazu	MW <sub>t</sub>	6 x 30
Sprawność – spalanie gazu	%	95,5
Moc cieplna liczona jako ilość energii wprowadzonej w paliwie w jednostce czasu – spalanie gazu	MW <sub>t</sub>	6 x 31,4
Nominalna moc cieplna – spalanie oleju opałowego	MW <sub>t</sub>	6 x 30
Sprawność – spalanie oleju opałowego	%	95,5
Moc cieplna liczona jako ilość energii wprowadzonej w paliwie w jednostce czasu – spalanie oleju opałowego	MW <sub>t</sub>	6 x 31,4
<b>Łącznie:</b>		
Nominalna moc we wprowadzonym paliwie	MW <sub>t</sub>	568

### **III.5. Gospodarka wodno – ściekowa**

Funkcjonowanie instalacji nie wiąże się z bezpośrednim poborem wód powierzchniowych i podziemnych.

#### **III.5.1. Gospodarka wodna i zużycie wody**

Woda jest dostarczana na potrzeby przedmiotowej instalacji z systemu zewnętrznego - instalacji prowadzonej przez EDF Toruń S.A., zasilanej z wodociągu miejskiego.

Instalacja jest zaopatrywana w:

- wodę zmiękczoną, do uzupełniania zamkniętego obiegu wody ciepłowniczej,
- wodę demineralizowaną, do mycia sprężarek turbin gazowych,
- dla potrzeb zakładu dostarczana jest również woda pitna oraz woda przeciwpożarowa.

Woda pobierana ze studni odwodnieniowej (pobierana przez EDF Toruń S.A.) nie jest kierowana do instalacji, ze względu na złą jakość. Wykorzystywana jest ona wyłącznie do hydrotransportu żużla i popiołu w kotłowni węglowej.

Zużycie wody na poszczególne cele:

Zapotrzebowanie	j.m.	Zużycie roczne
Uzupełnienie obiegu wody ciepłowniczej	m <sup>3</sup>	129 000
Mycie sprężarek turbin	m <sup>3</sup>	1 000
Porządkowe (w tym socjalne)	m <sup>3</sup>	170 000
Razem	m <sup>3</sup>	300 000

Metody zapobiegania i ograniczania zużycia wody:

- stosowanie zintegrowanego systemu mycia sprężarek turbin,
- stosowanie zamkniętego obiegu wody ciepłowniczej,
- automatyczny nadzór nad systemem gospodarki wodą obiegową.

#### **III.5.2. Gospodarka ściekowa i odprowadzanie ścieków**

Instalacja jest źródłem ścieków przemysłowych wytwarzanych w związku z prowadzeniem procesu technologicznego wytwarzania energii elektrycznej oraz ciepłej. Ponadto na terenie zakładu EDF Gaz Toruń sp. z o. o. powstają ścieki bytowe oraz ścieki deszczowe.

Ścieki z instalacji są odprowadzane do końcowego zbiornika ścieków o pojemności 10 m<sup>3</sup>, z którego są odprowadzane do systemu kanalizacji sanitarnej podmiotu EDF Toruń S.A. a następnie za jej pośrednictwem są odprowadzane do kanalizacji miejskiej (łącznie ze ściekami z EDF Toruń S.A.) w ramach pozwolenia wodnoprawnego wydane dla EDF Toruń S.A.

Ilość ścieków przemysłowych powstających w wyniku eksploatacji instalacji:

$$Q_{rmax} = 146\,000 \text{ m}^3/\text{rok},$$

$$Q_{dśr} = 400 \text{ m}^3/\text{d},$$

$Q_{hmax} = 63,4 \text{ m}^3/\text{h}$ .

Stan i skład ścieków przemysłowych powstających w wyniku eksploatacji instalacji:

Parametr	Wielkość
Temperatura	nie więcej niż 35 °C
Chlorki	nie więcej niż 1000 mg/l
Siarczany	nie więcej niż 500 mg/l
Węglowodory ropopochodne	nie więcej niż 15 mg/;

Metody zapobiegania oraz ograniczania wpływu na środowisko ścieków pochodzących z instalacji:

- schładzanie i uśrednianie ścieków przed odprowadzeniem do kanalizacji,
- kontrola jakości ścieków odprowadzanych do kanalizacji.

### III.6. Źródła emisji zanieczyszczeń do powietrza

#### III.6.1. Emisja zorganizowana

Na terenie zakładu wyróżnia się technologiczne źródła emisji substancji do powietrza związane z prowadzonym procesem produkcyjnym.

Emisja substancji do powietrza pochodzi ze spalania paliw w celu wytworzenia energii. Źródłami spalania paliw są:

- dwie turbiny zasilane gazem ziemnym wraz z dwoma kotłami odzysknicowymi współpracującymi z turbinami – kotły wyposażone są w palniki zasilane gazem ziemnym zwiększające moc cieplną bloku; spaliny odprowadzane są dwoma indywidualnymi emitorami (za kotłami odzysknicowymi po jednym dla każdego bloku),
- docelowo 6 (w I fazie 4) kotłów szczytowo-rezerwowych – kotły wyposażone w palniki gazowo-olejowe; paliwem podstawowym jest gaz ziemny, olej opałowy stanowi paliwo rezerwowe wykorzystywane w przypadku awarii w dostawie gazu; spaliny odprowadzane są dwoma emitorami trójciągowymi.

#### III.6.2. Emisja niezorganizowana

Nie występuje.

#### III.7. Gospodarka odpadami

Gospodarka odpadami jest prowadzona zgodnie z obowiązującymi przepisami prawa, w sposób zapewniający ochronę środowiska oraz życie i zdrowie ludzi.

Instalacja nie generuje odpadów w postaci pozostałości po spalaniu paliwa. Źródłem powstawania odpadu wyszczególnionego w punkcie V.4. niniejszej decyzji jest proces mycia sprężarek turbin gazowych. Odpad ten nie jest magazynowany na terenie zakładu.

Powstający odpad jest kierowany do pojemnika o pojemności 6 m<sup>3</sup>, następnie po jego napełnieniu jest wypompowywany i przekazywany do przetwarzania innym odbiorcom posiadającym wymagane zezwolenia na przetwarzanie i odzysk odpadów.

### III.8. Emisja hałasu

Istotne źródła hałasu na terenie zakładu:

Lp.	Nazwa źródła hałasu	Ilość	Poziom A mocy akustycznej źródła [dB]		Czas aktywności źródła [h]
			dzień	noc	
<b>Źródła punktowe</b>					
1	Transformator blokowy nr 1	1	85	85	24
2	Transformator blokowy nr 2	1	85	85	24
3	Kanały wentylacyjne generatora 1	1	90	90	24
4	Kanały wentylacyjne generatora 2	1	90	90	24
5	Wylot powietrza z turbiny 1	1	91	91	24
6	Wylot powietrza z turbiny 2	1	91	91	24
7	Wylot spalin nr 1	1	92	92	24
8	Wylot spalin nr 2	1	92	92	24
9	Czerpnie powietrza 1	1	87	87	24
10	Czerpnie powietrza 2	1	87	87	24
11	Kanały wentylacyjne obudowy turbiny 1	1	90	90	24
12	Kanały wentylacyjne obudowy turbiny 2	1	90	90	24
13	Chłodnia wentylatorowa 1	1	82	82	24
14	Chłodnia wentylatorowa 2	1	82	82	24
15	Chłodnia wentylatorowa 3	1	82	82	24
16	Wylot spalin z kotła szczytowego 1	1	85	85	24
17	Wylot spalin z kotła szczytowego 2	1	85	85	24
18	Transformator potrzeb własnych 1	1	75	75	24
20	Transformator potrzeb własnych 2	1	75	75	24

Lp.	Nazwa źródła hałasu	Ilość	Średni poziom dźwięku wewnątrz hali (1m od ściany) [dBA]		Czas aktywności źródła [h]
			dzień	noc	
<b>Źródła kubaturowe</b>					
1	Budynek pomp i kotłów odzysknicowych	1	85	85	24

2	Budynek główny/Maszynownia	1	85	85	24
3	Budynek główny/Budynek wyprowadzania mocy	1	85	85	24
4	Budynek przygotowania gazu	1	85	85	24
5	Budynek kotłowni szczytowo-rezerwowej	1	85	85	24
6	Budynek sprężarkowni gazu	1	85	85	24

Lp.	Nazwa źródła hałasu	Ilość	Średni poziom dźwięku na zewnątrz (1m od ściany) [dBA]		Czas aktywności źródła [h]
			dzień	noc	
<b>Źródła kubaturowe inne niż budynki</b>					
1	Centrala wentylacyjna CN1	1	75	75	24
2	Centrala wentylacyjna CN2	1	75	75	24
3	Centrala wentylacyjna CN3	1	75	75	24
4	Centrala wentylacyjna CN4	1	75	75	24
5	Centrala wentylacyjna CN5	1	75	75	24
6	Centrala wentylacyjna CN6	1	75	75	24

Przedmiotowa instalacja zlokalizowana jest w północno-wschodniej części miasta Torunia na terenie użytkowanym na potrzeby prowadzenia produkcji energii cieplnej.

Bezpośrednie sąsiedztwo zakładu stanowią:

- od strony wschodniej teren dotychczas eksploatowanej ciepłowni należącej do EDF Toruń S.A.,
- w kierunku południowo-wschodnim w odległości ok. 160 m od elektrociepłowni rozciąga się osiedle Grębocin – Cegielnia,
- na południe w odległości ok. 140 m znajduje się Stacja PKP Toruń Grębocin,
- na północny-zachód w odległości ok. 370 m znajduje się zakład POLMITA Sp. z o. o.,
- dalej w kierunku północno-zachodnim w odległości ok. 700 m rozciągają się tereny leśne.

Najbliższa zabudowa mieszkaniowa zlokalizowana jest od strony południowej w odległości ok. 150-200 m od granicy instalacji a od strony południowo-wschodniej i wschodniej w odległości 150-350 m od granicy instalacji.

#### **IV. Eksploatacja instalacji w warunkach odbiegających od normalnych**

Warunkami odbiegającymi od normalnych jest rozruch i wyłączenie bloków oraz kotłów szczytowo-rezerwowych. Pracą instalacji w uzasadnionych technologicznie warunkach odbiegających od normalnych jest także spalanie paliwa w silnikach diesla awaryjnego agregatu prądotwórczego oraz pompowni ppoż., na potrzeby sprawdzenia ich sprawności.

Praca agregatu prądotwórczego w warunkach awarii oraz praca pompowni ppoż. w trakcie pożaru i wyłączenia zasilania są to sytuacje awaryjne.

Funkcjonowanie instalacji podczas awarii nie prowadzi do ponadnormatywnego negatywnego oddziaływania na środowisko.

#### IV.1. Określam warunki emisji w warunkach odbiegających od normalnych

##### Rozruch i wyłączenie turbozespołów

W trakcie rozruchu następuje stopniowe zwiększanie ilości gazu ziemnego wprowadzanego do komory spalania turbiny oraz do palnika kotła odzysknicowego, natomiast w trakcie zatrzymania następuje stopniowe zmniejszanie ilości wprowadzanego gazu ziemnego. W początkowej fazie rozruchu oraz w końcowej fazie zatrzymania turbina pracuje znacznie poniżej swojego minimalnego obciążenia technicznego, co z uwagi na specyfikę źródła skutkuje innymi niż nominalne warunkami spalania paliwa. W tym okresie stężenia tlenu węgla oraz tlenków azotu wykazują wyższe stężenia niż w fazie normalnej pracy turbiny z normalną wydajnością.

Podczas rozruchu i wyłączenia turbiny gazowej występuje praca turbiny z obciążeniem niższym niż 70% obciążenia nominalnego.

Parametrem charakteryzującym koniec fazy rozruchu jest osiągnięcie stężeń substancji w spalinach na poziomie poniżej standardów emisyjnych, natomiast parametrem charakteryzującym koniec fazy zatrzymania jest zakończenie podawania gazu do komory spalania turbiny.

Rozpoczęcie fazy rozruchu jest identyfikowane przy jednoczesnym spełnieniu trzech następujących kryteriów:

- identyfikacja przepływu gazu – sygnał o przepływie paliwa,
- temperatura spalin większa o 20<sup>o</sup> od temperatury otoczenia,
- stężenie tlenu w spalinach < 19%.

Przewidywana maksymalna ilość rozruchów i zatrzymań dla jednego bloku – 250 zatrzymań i 250 rozruchów.

Czas trwania rozruchu bloku wynosi ok. 15 minut.

Maksymalny czas utrzymywania się warunków odbiegających od normalnej pracy zespołów turbogeneratorów to 250 godzin dla rozruchu i 250 godzin dla zatrzymań dla każdego z bloków.

##### Rozruch i wyłączenie kotłów szczytowo-rezerwowych

W trakcie rozruchu następuje stopniowe zwiększanie ilości paliwa wprowadzanego do palnika kotła. Warunki spalania gazu w palniku kotła w niewielkim stopniu zależne są od obciążenia. W fazie rozruchu kotła nie występują istotne różnice w stężeniach substancji w gazach spalinowych w odniesieniu do jego nominalnej pracy.

W fazie rozruchu kotła występuje emisja chwilowa niższa niż w warunkach nominalnych – proporcjonalnie do ilości wprowadzanego paliwa. Czas trwania jednego rozruchu wynosi 45 minut, przewidywana ilość rozruchów 50 razy w roku dla każdego kotła.

Zatrzymanie kotła szczytowo-rezerwowego polega na odcięciu dopływu paliwa do kotła. Zatrzymanie kotła jest równoznaczne z brakiem emisji substancji do powietrza.

Rozpoczęcie fazy rozruchu kotłów szczytowych jest identyfikowane przy jednoczesnym spełnieniu trzech następujących kryteriów:

- rozpoczęcia podawania paliwa do kotła (gazowego lub olejowego),
- temperatura spalin większa o 20<sup>0</sup> od temperatury otoczenia,
- zawartość tlenu w spalinach O<sub>2</sub> < 19%.

Jako koniec okresu rozruchu przyjmuje się moment osiągnięcia minimalnego obciążenia dla stabilnego wytwarzania, poprzez osiągnięcie parametrów mocy minimalnej na poziomie 4,2 MW<sub>t</sub> dla spalania gazu/ 9,9 MW<sub>t</sub> w trybie spalania oleju.

#### IV.2. Określam przewidywaną emisję maksymalną w trakcie rozruchu i zatrzymania dla turbozespołów:

Przewidywane, maksymalne stężenia emisji dla okresów rozruchów i zatrzymania turbozespołów:

- NO<sub>2</sub> - 123 mg/m<sup>3</sup>u,
- CO - 725 mg/m<sup>3</sup>u.

#### V. Określam warunki wprowadzania do środowiska substancji i energii

V.1. Określam rodzaje i ilości substancji dopuszczonych do wprowadzania do powietrza dla całej instalacji i każdego źródła powstawania oraz miejsca i warunki ich wprowadzania, zgodnie z zestawieniem stanowiącym załącznik nr 1

##### V.1.1. Określam standardy emisyjne dla spalania gazu ziemnego

Nr emitora	Źródło emisji	Moc cieplna w paliwie	Zawartość O <sub>2</sub> w spalinach w warunkach umownych przy której określono standard	Standard emisyjny – spalanie gazu ziemnego			
				SO <sub>2</sub>	NO <sub>2</sub>	CO	pył
		MW	%	mg/m <sup>3</sup> u	mg/m <sup>3</sup> u	mg/m <sup>3</sup> u	mg/m <sup>3</sup> u
E1	Turbina nr 1 cykl pracy z kotłem odzysknicowym bez dopalania gazu	119,3	15	12	50	100	5
E1	Turbina nr 1 cykl pracy z kotłem odzysknicowym z dopalaniem gazem	189,8	15	12	50	100	5

Nr emitora	Źródło emisji	Moc cieplna w paliwie	Zawartość O <sub>2</sub> w spalinach w warunkach umownych przy której określono standard	Standard emisyjny – spalanie gazu ziemnego			
				SO <sub>2</sub>	NO <sub>2</sub>	CO	pył
				mg/m <sup>3</sup> u	mg/m <sup>3</sup> u	mg/m <sup>3</sup> u	mg/m <sup>3</sup> u
E2	Turbina nr 2 cykl pracy z kotłem odzysknicowym bez dopalania gazu	119,3	15	12	50	100	5
E2	Turbina nr 2 cykl pracy z kotłem odzysknicowym z dopalaniem gazem	189,8	15	12	50	100	5
E 3.1 E 3.2 E 3.3	Zespół trzech kotłów szczytowo – rezerwowych (kotły nr 1,2,3)	188,4	3	35	100	100	5
E 4.4 E 4.5 E 4.6	Zespół trzech kotłów szczytowo – rezerwowych (kotły nr 4,5,6)						

V.1.2. Określam standardy emisyjne dla spalania oleju opałowego

Nr emitora	Źródło emisji	Moc cieplna w paliwie	Zawartość O <sub>2</sub> w spalinach w warunkach umownych przy której określono standard	Standard emisyjny – spalanie oleju opałowego			
				SO <sub>2</sub>	NO <sub>2</sub>	CO	pył
				mg/m <sup>3</sup> u	mg/m <sup>3</sup> u	mg/m <sup>3</sup> u	mg/m <sup>3</sup> u
E 3.1 E 3.2 E 3.3	Zespół trzech kotłów szczytowo – rezerwowych (kotły nr 1,2,3)	188,4	3	200	150	-	20
E 4.4 E 4.5 E 4.6	Zespół trzech kotłów szczytowo –						



	rezerwowych (kotły nr 4,5,6)						
--	---------------------------------	--	--	--	--	--	--

**V.2. Określam warunki wprowadzania zanieczyszczeń do powietrza dla całej instalacji i każdego źródła powstawania**

Nr emitora	Źródło emisji	Rodzaj emitora	Wysokość [m n.p.t.]	Średnica wylotu [m]	Prędkość gazów [m/s]	Temperatura [K]	Czas emisji [h/rok]
E1	Blok turbogenerators nr 1 – praca bez dodatkowego dogrzewu	otwarty	40,0	3,20	18,1	358	3760
	Blok turbogenerators nr 1 – praca z dodatkowym dogrzewem				19,0	367	4800
E2	Blok turbogenerators nr 2 – praca bez dodatkowego dogrzewu	otwarty	40,0	3,20	18,1	358	3760
	Blok turbogenerators nr 2 – praca z dodatkowym dogrzewem				19,0	367	4800
E 3.1	Kocioł szczytowo rezerwowy nr 1 – spalanie gazu	otwarty	25,0	1,20	13,3	388	4000
	Kocioł szczytowo rezerwowy nr 1 – spalanie oleju opałowego				13,2	388	200
E 3.2	Kocioł szczytowo rezerwowy nr 2 – spalanie gazu	otwarty	25,0	1,20	13,3	388	4000
	Kocioł szczytowo rezerwowy nr 2 – spalanie oleju opałowego				13,2	388	200
E 3.3	Kocioł szczytowo rezerwowy nr 3 – spalanie gazu	otwarty	25,0	1,20	13,3	388	4000

Nr emitora	Źródło emisji	Rodzaj emitora	Wysokość [m n.p.t.]	Średnica wylotu [m]	Prędkość gazów [m/s]	Temperatura [K]	Czas emisji [h/rok]
	Kocioł szczytowo rezerwowo nr 3 – spalanie oleju opałowego				13,2	388	200
E 4.4	Kocioł szczytowo rezerwowo nr 4 – spalanie gazu	otwarty	25,0	1,20	13,3	388	4000
	Kocioł szczytowo rezerwowo nr 4 – spalanie oleju opałowego				13,2	388	200
E 4.5	Kocioł szczytowo rezerwowo nr 5 – spalanie gazu	otwarty	25,0	1,20	13,3	388	4000
	Kocioł szczytowo rezerwowo nr 5 – spalanie oleju opałowego				13,2	388	200
E 4.6	Kocioł szczytowo rezerwowo nr 6 – spalanie gazu	otwarty	25,0	1,20	13,3	388	4000
	Kocioł szczytowo rezerwowo nr 6 – spalanie oleju opałowego				13,2	388	200

**V.3. Dopuszczam wprowadzanie do powietrza w ciągu roku następujące rodzaje oraz ilości gazów i pyłów, łącznie z całej instalacji zgodnie z poniższym zestawieniem**

Dopuszczalna emisja roczna z instalacji

Nazwa zanieczyszczenia	Emisja roczna [Mg/rok]
Dwutlenek azotu	495,8
Dwutlenek siarki	133,7
Pył	46,0
Pył zawieszony PM 10	46,0

Pył zawieszony PM 2,5	46,0
Tlenek węgla	904,6

Zapobieganie i ograniczanie emisji realizowane jest poprzez:

- stosowanie gazu ziemnego jako paliwa do wytwarzania energii elektrycznej i ciepłej,
- stosowanie źródeł spalania dotrzymujących standardów emisyjnych,
- ograniczenie emisji NO<sub>x</sub> poprzez zastosowanie niskoemisyjnych palników w kotłach,
- ograniczenie SO<sub>2</sub> poprzez zastosowanie technologii Dry-low emission w turbinach.

V.4. Określam ilości odpadów poszczególnych rodzajów przewidzianych do wytwarzania w ciągu roku

V.4.1. Rodzaj i ilość odpadów poszczególnych rodzajów przewidzianych do wytwarzania w ciągu roku w wyniku eksploatacji instalacji

Lp.	Kod odpadu	Rodzaj odpadu	Ilość odpadów [Mg/rok]
<b>Odpady inne niż niebezpieczne</b>			
1.	16 10 02	Uwodnione odpady ciekłe inne niż wymienione w 16 10 01	350

V.4.2. Charakterystyka, podstawowy skład chemiczny oraz właściwości odpadów przewidzianych do wytworzenia

Lp.	Kod odpadu	Rodzaj odpadu	Źródło i charakterystyka odpadu
<b>Odpady inne niż niebezpieczne</b>			
1.	16 10 02	Uwodnione odpady ciekłe inne niż wymienione w 16 10 01	<u>Podstawowy skład chemiczny:</u> Woda, substancje powierzchniowo czynne  <u>Właściwości:</u> Ciecz, nie powoduje bezpośredniego zagrożenia dla środowiska.

**V.4.3. Opis miejsca i sposobu magazynowania oraz sposób dalszego gospodarowania odpadami z uwzględnieniem zbierania, transportu, odzysku i unieszkodliwiania odpadów**

Lp.	Kod odpadu	Rodzaj odpadu	Sposób postępowania z odpadem	Sposób magazynowania
<b>Odpady inne niż niebezpieczne</b>				
1.	16 10 02	Uwodnione odpady ciekłe inne niż wymienione w 16 10 01	Przekazywane specjalistycznej jednostce posiadającej stosowne zezwolenia do unieszkodliwienia.	Odpad powstaje w momencie opróżniania zbiornika wody po myciu. Odpad nie jest magazynowany.

Odpadem wytwarzanym w związku z eksploatacją instalacji jest odpad ciekły, który powstaje w trakcie okresowego mycia łopatek sprężarek turbin. Następnie zużyta woda jest kierowana do zbiornika o pojemności 6 m<sup>3</sup>. Po napełnieniu zbiornika odpad jest wypompowywany do cysterny i przekazywany uprawnionemu odbiorcy do unieszkodliwienia.

Dalszy sposób gospodarowania odpadami wytwarzanymi w instalacji jest zgodny z wymaganiami prawa i stosownymi decyzjami z zakresu gospodarki odpadami oraz z uwzględnieniem hierarchii postępowania z odpadami wskazanymi w ustawie o odpadach. Odpady przekazywane są jedynie podmiotom gwarantującym zgodne z prawem ich zagospodarowanie. W pierwszej kolejności odpady przekazywane są upoważnionym odbiorcom odpadów prowadzącym odzysk lub zbieranie odpadów, a jeśli jest to niemożliwe – upoważnionym odbiorcom odpadów posiadającym zezwolenia na unieszkodliwianie odpadów.

Transport odpadów wytwarzanych w instalacji jest dostosowany do rodzaju i ilości odpadów, odbywa się środkami transportu firm zewnętrznych posiadających zezwolenie na transport odpadów wydanych na podstawie obowiązujących przepisów prawa.

**V.4.4. Wskazanie sposobów zapobiegania powstawania odpadów lub ograniczenia ilości odpadów i ich negatywnego oddziaływania na środowisko**

Ograniczenie negatywnego oddziaływania na środowisko odpadów powstających w instalacji objętej niniejszą decyzją polega przede wszystkim na właściwej gospodarce wodami po myciu turbin.

Wody te gromadzone są tymczasowo w zbiorniku wyposażonym w sygnalizację napełnienia, a następnie wypompowywane do cysterny samochodowej i jako odpad przewożone do instalacji, w której następuje ich unieszkodliwienie.

## VI. Określam dopuszczalną wielkość emisji hałasu na terenach chronionych

Dopuszczalny równoważny poziom dźwięku „A” mogący przenikać do środowiska na terenach usługowych wraz z zabudową mieszkaniową im towarzyszącą oraz terenach zabudowy jednorodzinnej z usługami wynosi:

$L_{Aeq D} = 55$  [dB] w przedziale czasu odniesienia równym 8 najmniej korzystnym godzinom dnia kolejno po sobie następującym (przedział czasu od godz. 6<sup>00</sup> do godz. 22<sup>00</sup>)

$L_{Aeq N} = 45$  [dB] w przedziale czasu odniesienia równym 1 najmniej korzystnej godzinie nocnej (przedział czasu od godz. 22<sup>00</sup> do godz. 6<sup>00</sup>).

## VII. Określam sposoby zapewnienia efektywnego wykorzystania energii oraz gospodarki materiałowo – surowcowej

Najistotniejsze działania wpływające na efektywne wykorzystanie materiałów to:

- zastosowanie zamkniętych obiegów wody grzewczej oraz zamkniętego układu chłodzenia,
- paliwo do instalacji (gaz ziemny) przed skierowaniem do spalania poddawane jest przygotowaniu, mającemu zapewnić odpowiednie parametry gazu na zasilaniu urządzeń. Gaz jest oczyszczany, podgrzewany, sprężany lub rozprężany – zależnie od wymagań źródeł spalania – co zapewnia optymalne parametry spalania a tym samym racjonalne zużycie paliwa,
- skojarzone wytwarzanie energii elektrycznej i ciepłej w kogeneracji – najbardziej efektywny sposób wytwarzania energii poprzez spalanie paliw, umożliwiający pełne wykorzystanie potencjału spalanego paliwa,
- źródła spalania paliw są zaprojektowane w taki sposób, że zapewniają największą elastyczność pracy, umożliwiającą szybkie dostosowanie pracy instalacji do bieżącego zapotrzebowania energii, poprzez zastosowanie kilku źródeł o mniejszej mocy zamiast jednego dużego oraz zastosowanie akumulatora ciepła.

## VIII. Określam techniczne i organizacyjne metody osiągania wysokiego poziomu ochrony środowiska jako całości

Organizacja i cele działalności EDF Gaz Toruń S.A z siedzibą w Toruniu uwzględniają wymogi ochrony środowiska jako całości.

Realizowane w zakładzie procesy produkcyjne są zgodne z najlepszymi dostępnymi technikami (BAT) zawartymi w dokumentach referencyjnych, jednocześnie organizacja zakładu jest utrzymywana w sposób zapewniający bieżące rozpoznanie technologii produkcji spełniających wymogi BAT, prowadzona jest efektywna gospodarka surowcowa i energetyczna oraz gospodarka substancjami niebezpiecznymi, a także przestrzegane są wymagania prawne dotyczące ochrony środowiska.

Wysoki poziom ochrony środowiska jako całości osiągany jest poprzez:

- stosowanie gazu ziemnego jako paliwa do wytwarzania energii elektrycznej i ciepłej,
- stosowanie źródeł spalania dotrzymujących standardów emisyjnych,
- ograniczenie emisji NO<sub>x</sub> poprzez zastosowanie niskoemisyjnych palników w kotłach,

- ograniczenie emisji SO<sub>x</sub> poprzez zastosowanie technologii Dry-low emission w turbinach,
- dbałość o stan techniczny urządzeń generujących hałas oraz stan techniczny elementów ograniczających emisję hałasu do środowiska (ekrany, tłumiki),
- stosowanie urządzeń o niskim poziomie mocy akustycznej,
- właściwą gospodarkę wodami po myciu turbin,
- schładzanie i uśrednianie ścieków przed odprowadzeniem do kanalizacji oraz kontrola jakości ścieków odprowadzanych do kanalizacji,
- stosowanie zintegrowanego systemu mycia sprężarek turbin,
- stosowanie zamkniętego obiegu wody ciepłowniczej,
- automatyczny nadzór nad systemem gospodarki wodą obiegową.

#### **IX. Określam metody zapewniające ochronę gleby, ziemi i wód gruntowych**

Stosowanymi metodami zapobiegania emisjom zanieczyszczeń do gleby, ziemi i wód gruntowych są w szczególności:

- stosowanie dwupłaszczowego zbiornika oleju opałowego z sygnalizacją świetlną,
- wanny wychwytowe pod transformatorami olejowymi,
- zbiorniki oleju turbinowego umieszczone w tacach antyrozlewowych.

Ponadto, zobowiązuję EDF Gaz Toruń S.A.:

- do sporządzenia, prowadzenia oraz bieżącego aktualizowania rejestru substancji powodujących ryzyko, o których mowa w art. 3 pkt 37 a ustawy – Prawo ochrony środowiska (Dz. U. z 2016 r. poz. 672 ze zm.) wytwarzanych, wykorzystywanych lub transportowanych w związku z eksploatacją instalacji,
- prowadzenia w terminach określonych dla przeglądów okresowych obiektów budowlanych, oceny stanu technicznego urządzeń zabezpieczających glebę, ziemię i wody gruntowe przed zanieczyszczeniem.

#### **X. Sposoby ograniczania oddziaływań transgranicznych na środowisko**

Eksploatacja instalacji nie wiąże się z transgranicznym oddziaływaniem.

#### **XI. Określam obowiązki w zakresie monitoringu**

##### **XI.1. Monitoring efektywności wykorzystania zasobów i energii**

Monitoring efektywności wykorzystania zasobów oraz energii jest prowadzony pod kątem oceny zużycia paliwa w odniesieniu do wielkości produkcji energii.

Zapewnienie efektywnego wykorzystania energii polega na kontroli parametrów pracy instalacji i optymalnej jej regulacji oraz na odpowiednim planowaniu produkcji zmierzającym do utrzymania zakładanej wydajności instalacji.

## **XI.2. Monitoring poboru wody i wytwarzania ścieków**

### **XI.2.1. Monitoring pobieranej wody**

Pobór wody w celu eksploatacji instalacji jest w pełni monitorowany. Woda zmiękczona, pitna i przeciwpożarowa pobierane są rurociągami wyposażonymi w przepływomierze (wodomierze) zainstalowane na wlocie do instalacji. Zbiornik wody zdemineralizowanej uzupełniany jest zewnętrznie w razie konieczności. Dostawa wody zdemineralizowanej jest ewidencjonowana, a zbiornik wyposażony w instalację sygnalizującą konieczność uzupełnienia.

### **XI.2.2. Monitoring odprowadzanych ścieków**

Na odprowadzeniu ze zbiornika znajduje się punkt pomiaru ciągłego stanu ścieków, który mierzy: ilość ścieków, temperaturę, odczyn ścieków, przewodność, poziom zasolenia oraz zawartość węglowodorów ropopochodnych.

W razie stwierdzenia naruszenia wartości granicznych automatyka zamyka odpływ ścieków i kieruje ścieki do układu recyrkulacji.

## **XI.3. Monitoring emisji do powietrza**

**XI.3.1.** Usytuowanie stanowisk pomiarowych do badania stężeń substancji zanieczyszczających w gazach odlotowych oraz zakres i sposób wykonywania pomiarów powinny spełniać obowiązujące w tym zakresie normy.

Do pomiarów należy stosować metodyki referencyjne, jeżeli metodyki takie zostały określone, na podstawie obowiązujących przepisów prawa. Dopuszczalne jest stosowanie innej metodyki pod warunkiem udowodnienia pełnej równoważności uzyskanych wyników.

Stanowiska pomiarowe winny być na bieżąco utrzymywane w stanie umożliwiającym prawidłowe wykonywanie pomiarów.

**XI.3.2.** Ciągłe i okresowe pomiary wielkości emisji należy prowadzić zgodnie z wymaganiami rozporządzenia Ministra Środowiska z dnia 30 października 2014 r. w sprawie wymagań w zakresie prowadzenia pomiarów wielkości emisji oraz pomiarów ilości pobieranej wody (Dz. U. z 2014 r., poz. 1542).

Zakres oraz metody referencyjne wykonywania ciągłych i okresowych pomiarów emisji do powietrza z instalacji winny być zgodne z aktualnie obowiązującymi przepisami prawa.

W ramach monitoringu emisji do powietrza prowadzony jest:

- system ciągłych pomiarów w zakresie emisji :
  - NO<sub>x</sub> i CO dla turbin i kotłów szczytowych,
  - SO<sub>2</sub> oraz pyłu dla kotłów szczytowych,
- system okresowych pomiarów w zakresie emisji rtęci z częstotliwością, co najmniej raz w roku.

Prowadzący instalację jest zobowiązany zapewnić wykonywanie pomiarów wielkości emisji przez laboratorium akredytowane.

**XI.3.4. Zobowiązuję** prowadzącego instalację do przeprowadzenia wstępnych pomiarów wielkości emisji w ciągu 30 dni od zakończenia rozruchu instalacji oraz przekazania wyników do Organu właściwego do wydania pozwolenia zintegrowanego – w terminie 30 dni od dnia ich zakończenia.

#### **XI.4. Monitoring odpadów**

Monitoring w zakresie gospodarki odpadami winien obejmować w szczególności:

- ilościowe i jakościowe ewidencjonowanie odpadów za pomocą kart ewidencji odpadów i kart przekazania odpadów oraz wypełnianie obowiązków określonych w ustawie o odpadach.

#### **XI.5. Monitoring hałasu**

Pomiary emisji hałasu należy wykonywać zgodnie z wymaganiami rozporządzenia Ministra Środowiska z dnia 30 października 2014 r. w sprawie wymagań w zakresie prowadzenia pomiarów wielkości emisji oraz pomiarów ilości pobieranej wody (Dz. U. z 2014 r., poz. 1542), tj. raz na dwa lata, z uwzględnieniem specyfiki pracy źródeł hałasu, zgodnie z metodyką referencyjną prowadzenia okresowych pomiarów hałasu określoną w załączniku nr 7 w ww. rozporządzeniu.

### **XII. Określam sposoby zapobiegania występowania i ograniczenia skutków awarii przemysłowych i sposób powiadamiania o jej wystąpieniu**

Instalacja zlokalizowana na terenie EDF Gaz Toruń Sp. z o. o. przy ul. Ceramicznej 6 w Toruniu w rozumieniu art. 248 ustawy z dnia 27 kwietnia 2001 roku Prawo ochrony środowiska (Dz. U. z 2016 r. poz. 672 ze zm.) oraz zgodnie z rozporządzeniem Ministra Rozwoju z dnia 29 stycznia 2016 r. w sprawie rodzajów i ilości znajdujących się w zakładzie substancji niebezpiecznych, decydujących o zaliczeniu zakładu do zakładu o zwiększonym lub dużym ryzyku wystąpienia poważnej awarii przemysłowej (Dz. U. z 2016 r. poz. 138), nie kwalifikuje się jako zakład o zwiększonym ryzyku ani do kategorii zakładów o dużym ryzyku. Na terenie zakładu są stosowane i przechowywane środki i preparaty niebezpieczne w ilościach nieprzekraczających wielkości określonych w ww. rozporządzeniu.

Działania i środki techniczne zakładu w celu zapobiegania występowaniu i ograniczaniu skutków awarii są realizowane poprzez:

- systemy detekcji gazów palnych i wybuchowych w miejscach zagrożonych wypływem gazu, współpracujące z sygnalizacją awaryjną świetlną i dźwiękową, wentylacją awaryjną oraz systemem sterowania instalacji,
- urządzenia w wykonaniu przeciwwybuchowym w miejscach zagrożonych wypływem gazu,



- czujniki wystąpienia pożaru (czujniki dymu i ciepła) w miejscach o podwyższonym ryzyku wystąpienia pożaru współpracujące z sygnalizacją awaryjną świetlną i dźwiękową oraz systemem sterowania instalacji,
- stałe i półstałe urządzenia gaśnicze w miejscach o podwyższonym ryzyku wystąpienia pożaru – system gaszenia pożaru z wykorzystaniem gazów obojętnych, instalacje tryskaczy lub zraszaczy, instalacje gaśnicze pianowe,
- zbiornik oleju opałowego dwupłaszczowy wyposażony w sygnalizację wycieku,
- stanowisko rozładunku cystern z olejem umiejscowione w szczelnej tacy,
- umieszczenie transformatorów olejowych nad wannami wychwytowymi,
- zbiornik oleju turbinowego umieszczony w szczelnych tacach.

**XIII.1. Zobowiązuję** prowadzącego instalację, tj. EDF Gaz Toruń Sp. z o. o., ul. Złota 59, 00-120 Warszawa do niezwłocznego informowania Marszałka Województwa Kujawsko-Pomorskiego oraz Kujawsko-Pomorskiego Wojewódzkiego Inspektora Ochrony Środowiska w Bydgoszczy o wystąpieniu awarii albo zakłóceniach w prowadzonych procesach technologicznych, układzie oczyszczania gazów odlotowych oraz aparatury pomiarowej, zgodnie z art. 211 ust. 6 pkt 9 ustawy z dnia 27 kwietnia 2001 r. Prawo ochrony środowiska (Dz. U. z 2016 r. poz. 672 ze zm.).

#### **XIV. Określam sposób postępowania w przypadku zakończenia eksploatacji instalacji**

Na dzień wydania decyzji nie przewiduje się zakończenia działania instalacji do produkcji energii elektrycznej i ciepłej o mocy ponad 50 MW<sub>t</sub>. Jednakże w przypadku zaistnienia takiej konieczności z przyczyn dzisiaj nieznanych przewidziano metody zakończenia działania instalacji uwzględniające wymogi ochrony środowiska. Likwidacja i rozbiórki obiektu wykonane będą zgodnie z obowiązującym prawem, według zatwierdzonych projektów przy uwzględnianiu wszystkich zidentyfikowanych wcześniej możliwych oddziaływań środowiskowych.

Zakończenie eksploatacji instalacji i jej likwidacja będzie przeprowadzona zgodnie z wymogami prawa budowlanego i prawa ochrony środowiska po zatwierdzeniu projektu rozbiórki.

**XV.** W przypadku naruszenia przepisów ustawy Prawo ochrony środowiska oraz ustawy o odpadach lub nieprzestrzegania warunków niniejszego pozwolenia, sankcje określone w ww. aktach prawnych podjęte zostaną w stosunku do prowadzącego instalację tj. EDF Gaz Toruń Sp. z o. o., ul. Złota 59, 00-120 Warszawa.

**XVI.** Prowadzący instalację nie może dokonywać zmian w uprawnieniach wynikających z niniejszego pozwolenia bez zgody organu udzielającego pozwolenia.

**XVII.** Zastrzegam sobie prawo nałożenia dodatkowych warunków w terminie późniejszym, jeżeli będzie tego wymagał interes ochrony środowiska.

XVIII. Niniejsze pozwolenie nie zwalnia prowadzącego instalację tj. EDF Gaz Toruń Sp. z o. o. z obowiązku posiadania innych decyzji, wydanych na podstawie odrębnych przepisów.

#### **XIX. Określam termin ważności pozwolenia zintegrowanego**

Pozwolenia zintegrowanego udziela się na czas nieoznaczony.

### **UZASADNIENIE**

EDF Gaz Toruń Sp. z o. o., ul. Złota 59, 00-120 Warszawa, w piśmie z dnia 17 maja 2016 roku przedłożyła wniosek o wydanie pozwolenia zintegrowanego dla instalacji do produkcji energii elektrycznej i ciepłej o mocy ponad 50 MW<sub>t</sub>, zlokalizowanej przy ul. Ceramicznej 6 w Toruniu.

Do pisma – wniosku o wydanie pozwolenia zintegrowanego załączono dokumentację pn. „Wniosek o wydanie pozwolenia zintegrowanego instalacji do produkcji energii elektrycznej i ciepłej o mocy ponad 50 MW<sub>t</sub>, eksploatowanej przez EDF Gaz Toruń S.A.”, zlokalizowanej w Toruniu, przy ul. Ceramicznej 6”, opracowaną w maju 2016 r. przez EkoNorm Sp. z o. o. Inżynieria i prawo ochrony środowiska w Katowicach.

Przedmiotowa instalacja wyszczególniona jest w § 1 pkt 1 ppkt 1 załącznika do rozporządzenia Ministra Środowiska z dnia 27 sierpnia 2014 roku w sprawie rodzajów instalacji mogących powodować znaczne zanieczyszczenia poszczególnych elementów przyrodniczych albo środowiska jako całości (Dz. U. z 2014 r. poz. 1169 ze zm.) jako instalacja do wytwarzania energii i paliw – do spalania paliw o nominalnej mocy nie mniejszej niż 50 MW<sub>t</sub> i wymaga pozwolenia zintegrowanego.

Organem właściwym do wydania pozwolenia zintegrowanego jest Marszałek Województwa Kujawsko-Pomorskiego, zgodnie z art. 378 ust. 2a ustawy z dnia 27 kwietnia 2001 roku Prawo ochrony środowiska (Dz. U. z 2016 r. poz. 672) w związku z § 2 ust. 1 pkt 3 rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 9 listopada 2010 roku w sprawie przedsięwzięć mogących znacząco oddziaływać na środowisko (Dz. U. z 2016 r. poz. 71).

Zgodnie z art. 210 ustawy Prawo ochrony środowiska, jako warunek rozpatrzenia wniosku o wydanie pozwolenia zintegrowanego, prowadzący instalację wniósł opłatę rejestracyjną na wyodrębniony rachunek bankowy. Do pisma - wniosku załączono również pełnomocnictwo, dowód uiszczenia opłaty za udzielone pełnomocnictwo oraz dowód uiszczenia opłaty skarbowej za wydanie pozwolenia zintegrowanego.

Pismem z dnia 10 czerwca 2016 roku, znak ŚG-I-W.7222.8.2016.SN zawiadomiono Stronę o wszczęciu postępowania administracyjnego, następnie pismem z dnia 13 czerwca 2016 r., znak ŚG-I-W.7222.8.2016.SN podano do publicznej wiadomości informację o zamieszczeniu danych o wniosku w sprawie wydania pozwolenia zintegrowanego w publicznie dostępnym wykazie, a także o możliwości wnoszenia uwag i wniosków w terminie 21 dni od ukazania się zawiadomienia. Zawiadomienie to podano do publicznej wiadomości na tablicach ogłoszeń Urzędu Miasta Torunia, Wnioskodawcy – w miejscu realizacji inwestycji i Urzędu Marszałkowskiego Województwa Kujawsko-Pomorskiego oraz w Biuletynie Informacji Publicznej Urzędu Marszałkowskiego Województwa Kujawsko-Pomorskiego w Toruniu. W wyznaczonym terminie nie zostały wniesione żadne uwagi i wnioski do ww. sprawy.

Dnia 26 sierpnia 2016 roku Organ wystąpił do Wnioskodawcy o uzupełnienie wniosku w zakresie środowiska gruntowo-wodnego, gospodarki odpadami oraz gospodarki wodno-ściekowej.

Uzupełnienie wniosku zostało przesłane do tutejszego Organu pismem z dnia 28 września 2016 roku. Zgodnie z art. 10 § 1 ustawy z dnia 14 czerwca 1960 roku Kodeks postępowania administracyjnego (Dz. U. z 2016 r. poz. 23) pismem z dnia xx listopada 2016 roku, znak ŚG-I-W.7222.8.2016.SN zawiadomiono Stronę o prawie do czynnego udziału w postępowaniu oraz możliwości zapoznania się z aktami sprawy i wnoszenia uwag. W wyznaczonym terminie Strona nie wniosła żadnych uwag. Analiza wniosku oraz nadesłanych uzupełnień stanowi podstawę do wydania decyzji pozwolenie zintegrowane. W prowadzonym postępowaniu uwzględniono, że wniosek spełniał wymagania określone w art. 208 ustawy z dnia 27 kwietnia 2001 r. Prawo ochrony środowiska (Dz. U. z 2016 r. poz. 672 ze zm.).

Wnioskodawca porównał stosowaną technologię z wymaganiami najlepszych dostępnych technik określonych w dokumencie referencyjnym BAT w produkcji polimerów. Na podstawie tej analizy stwierdzono, że instalacja będąca przedmiotem wniosku, spełnia wymogi wynikające z najlepszych dostępnych technik.

W zakresie ochrony powietrza w dokumentacji stanowiącej wniosek o wydanie pozwolenia zintegrowanego przedstawiono oddziaływanie zakładu na stan zanieczyszczenia powietrza z uwzględnieniem wszystkich źródeł emisji, z wykorzystaniem referencyjnej metodyki określania stanu zanieczyszczenia powietrza.

Z przedstawionej dokumentacji wynika, że dotrzymane są standardy emisyjne dla niektórych rodzajów instalacji, źródeł spalania paliw oraz urządzeń spalania lub współspalania odpadów – zawarte w załączniku nr 6 rozporządzenia Ministra Środowiska z dnia 4 listopada 2014 roku w sprawie standardów emisyjnych dla niektórych rodzajów instalacji, źródeł spalania paliw oraz urządzeń spalania lub współspalania odpadów (Dz. U. z 2014 r. poz. 1546), jak również dotrzymane są dopuszczalne poziomy substancji w powietrzu poza terenem, do którego prowadzący instalację posiada tytuł prawny – ustalone w załączniku nr 1 do rozporządzenia Ministra Środowiska z dnia 24 sierpnia 2012 roku w sprawie poziomów niektórych substancji w powietrzu (Dz. U. z 2012 r. poz. 1031), a także dotrzymane są wartości odniesienia w powietrzu, wynikające z załącznika nr 1 do rozporządzenia Ministra Środowiska z dnia 26 stycznia 2010 roku w sprawie wartości odniesienia dla niektórych substancji w powietrzu (Dz. U. z 2010 r. Nr 16 poz. 87).

Na terenie zakładu EDF Gaz Toruń Sp. z o. o. w Toruniu przy ul. Ceramicznej 6, będzie również okresowo użytkowany agregat prądotwórczy z silnikiem Diesel - nie podlega on obowiązkowi posiadania pozwolenia zintegrowanego, ze względu na niewielki łączny czas pracy w ciągu roku.

Podsumowując stwierdza się, że wykonane obliczenia poziomów substancji w powietrzu za pomocą referencyjnej metodyki modelowania poziomów substancji w powietrzu wykazały, że emisja substancji z instalacji nie będzie powodować przekroczeń standardów jakości środowiska, wartości odniesienia oraz dopuszczalnych poziomów substancji w powietrzu poza terenem, do którego prowadzący instalację posiada tytuł prawny.

W związku z tym wielkość dopuszczalnej emisji substancji wprowadzanych do powietrza określono zgodnie z propozycją Strony, zawartą w dokumentacji stanowiącej podstawę do wydania pozwolenia zintegrowanego.

Zgodnie z rozporządzeniem Ministra Środowiska z dnia 30 października 2014 r. w sprawie wymagań w zakresie prowadzenia pomiarów wielkości emisji oraz pomiarów ilości pobieranej wody

(Dz. U. z 2014 r., poz. 1542)) przedmiotowa instalacja podlega obowiązkowi prowadzenia ciągłych oraz okresowych pomiarów emisji zanieczyszczeń do powietrza.

Na prowadzącego instalację został także nałożony obowiązek przeprowadzenia najpóźniej w ciągu 30 dni od zakończenia rozruchu instalacji lub uruchomienia urządzenia (art. 147 Ustawy Prawo ochrony środowiska (Dz. U. z 2016 r. poz. 672 ze zm.) wstępnych pomiarów wielkości emisji i przekazania wyników pomiarów emisji do organu właściwego do wydania pozwolenia zintegrowanego - w terminie do 30 dni od dnia ich zakończenia.

Odpowiedzialność za przedłożone dane i obliczenia, a w szczególności przyjęte do obliczeń warunki wprowadzania gazów i pyłów do powietrza, wielkość emisji i wykonane obliczenia rozprzestrzeniania ponosi autor opracowania.

Odpady uwzględnione w niniejszej decyzji, powstające w wyniku okresowego mycia łopatek sprężarek turbin, nie są magazynowane na terenie zakładu. Przekazywane są uprawnionym odbiorcom odpadów do dalszego zagospodarowania lub do odzysku bądź też, w przypadku braku możliwości ich odzysku, do unieszkodliwiania innym posiadaczom odpadów posiadającym stosowne zezwolenia właściwego organu na gospodarowanie tymi odpadami.

Z przedłożonych przez Wnioskodawcę dokumentów wynika, że środowisko jest zabezpieczone przed ewentualnym, szkodliwym oddziaływaniem odpadów wytwarzanych w związku z eksploatacją instalacji IPPC.

W ramach instalacji nie jest prowadzona eksploatacja ujęcia wód powierzchniowych i podziemnych. Pełne zapotrzebowanie na wodę zużywaną na potrzeby instalacji IPPC pokrywane jest z instalacji wodociągowej EDF Toruń S.A. Woda wykorzystywana jest do uzupełniania obiegu wody cieplowniczej, mycia sprężarek turbin oraz na cele socjalno-bytowe.

Funkcjonowanie instalacji jest źródłem ścieków przemysłowych, ścieków o charakterze ścieków bytowych oraz wód opadowych. Wszystkie rodzaje ścieków powstających w instalacji odprowadzane są do systemu kanalizacji podmiotu EDF Toruń S.A., który posiada odrębne pozwolenie wodnoprawne. Z przeprowadzonej analizy akustycznej uwzględniającej wszystkie źródła hałasu wynika, że wyliczona maksymalna wielkość poziomu hałasu, dla terenów chronionych akustycznie, mieści się w warunkach dla dopuszczalnej nocnej oraz dziennej wartości poziomu hałasu, określonej w rozporządzeniu Ministra Środowiska z dnia 14 czerwca 2007 roku w sprawie dopuszczalnych poziomów hałasu w środowisku (Dz. U. z 2014 r. poz. 112).

Częstotliwość prowadzenia pomiarów hałasu wynika z rozporządzenia Ministra Środowiska z dnia 4 listopada 2008 r. w sprawie wymagań w zakresie prowadzenia pomiarów wielkości emisji oraz pomiarów ilości pobieranej wody (Dz. U. z 2014 r. poz.1542). Zgodnie z § 10 i załącznikiem do tego rozporządzenia EDF Gaz Toruń Sp. z o. o. w Toruniu ma obowiązek wykonywać okresowe pomiary hałasu w środowisku pochodzące od instalacji raz na dwa lata. Nie zostały nałożone dodatkowe obowiązki w zakresie monitoringu hałasu.

Do wniosku załączono analizę ryzyka zanieczyszczenia gleby, ziemi lub wód gruntowych opracowaną przez EkoNorm Sp. z o. o. z siedzibą w Katowicach, w której zawarte zostały informacje na temat substancji stwarzających zagrożenie, które są stosowane, produkowane lub uwalniane w instalacji, działalności prowadzonej na terenie zakładu w przeszłości oraz w chwili obecnej oraz możliwości zanieczyszczenia terenu.

Z przedłożonej analizy ryzyka wynika, że środowisko jest zabezpieczone przed ewentualnym, szkodliwym oddziaływaniem substancji wytwarzanych w związku z eksploatacją instalacji a zagrożenie

uwolnienia substancji powodujących ryzyko jest znikome. Przedmiotowa instalacja nie wymaga więc sporządzenia raportu początkowego.

Podsumowując, stwierdza się, że instalacja objęta niniejszym pozwoleniem spełnia wymagania, niezbędne do udzielenia pozwolenia zintegrowanego.

Jednocześnie w przypadku zmian w najlepszych dostępnych technikach, pozwalających na znaczne zmniejszenie wielkości emisji bez powodowania nadmiernych kosztów, lub gdy będzie to wynikało z potrzeby dostosowania eksploatacji instalacji do zmian przepisów o ochronie środowiska, pozwolenie może zostać cofnięte lub ograniczone bez odszkodowania, zgodnie z art. 216 ust. 2 w związku z art. 195 ust. 1 pkt 2 ustawy z dnia 27 kwietnia 2001 roku Prawo ochrony środowiska (Dz. U. z 2016 r. poz. 672 ze zm.).

Uwzględniając powyższe, orzeczono jak w sentencji decyzji.

### Pouczenie

Od niniejszej decyzji służy Stronie odwołanie do Ministra Środowiska za pośrednictwem Marszałka Województwa Kujawsko-Pomorskiego, w terminie 14 dni od daty doręczenia niniejszej decyzji.



### Otrzymują:

1. Pan Tomasz Motykiewicz  
Pełnomocnik EDF Gaz Toruń Sp. z o. o.  
Adres do doręczeń:  
EDF Polska S.A. – Oddział nr 2 CUW  
ul. Ceramiczna 6  
87-100 Toruń
2. a/a x3

z up. Marszałka Województwa (1)

Aneta Jędrzejewska  
Członek Zarządu

### Do wiadomości:

1. Ministerstwo Środowiska  
(wersja elektroniczna)
2. Regionalny Zarząd Gospodarki Wodnej w Gdańsku  
(wersja elektroniczna)
3. Wojewódzki Inspektorat Ochrony Środowiska w Bydgoszczy  
(wersja elektroniczna)

*Za wydanie niniejszej decyzji uiszczono opłatę skarbową w wysokości 2 011,00 zł (słownie dwa tysiące jednaście złotych i 00/100) – wpłata na konto Urzędu Miasta w Toruniu Nr 37 1160 2202 0000 0000 8344 0799 – wysokość określona w części III pkt 40 załącznika do ustawy o opłacie skarbowej z dnia 16 listopada 2006 r. (tekst jednolity Dz. U. z 2015 r., poz. 783 ze zm.).*



Załącznik nr 1 Rodzaje i ilości substancji dopuszczonych do wprowadzania do powietrza dla każdego źródła powstawania

Nr emitora	Źródło emisji/ podokres pracy	Substancja	Emisja				
			W przeliczeniu na jednostkę zużytego paliwa				
			[mg/m <sup>3</sup> ]	[kg/h]	[Mg/rok]	Gaz ziemny [g/Nm <sup>3</sup> ]	Olej opałowy [g/kg]
E1	Blok turbogenerators nr 1 – praca bez dodatkowego dogrzewu	Dwutlenek azotu	50	18,07	67,9	1,531	-
		Dwutlenek siarki	12	4,34	16,3	0,368	-
		Pył ogółem	5	1,81	6,8	0,153	-
		Pył zawieszony PM10	-	1,81	6,8	0,153	-
		Pył zawieszony PM 2,5	-	1,81	6,8	0,153	-
		Tlenek węgla	100	36,14	135,9	3,063	-
		Dwutlenek azotu	50	29,04	139,4	1,531	-
E1	Blok turbogenerators nr 1 – praca z dodatkowym dogrzewem	Dwutlenek siarki	12	6,97	33,4	0,368	-
		Pył ogółem	5	2,90	13,9	0,153	-
		Pył zawieszony PM10	-	2,90	13,9	0,153	-
		Pył zawieszony PM 2,5	-	2,90	13,9	0,153	-
		Tlenek węgla	100	58,7	279,7	3,063	-
		Dwutlenek azotu	50	18,07	67,9	1,531	-
		Dwutlenek siarki	12	4,34	16,3	0,368	-
E2	Blok turbogenerators nr 2 – praca bez dodatkowego dogrzewu	Pył ogółem	5	1,81	6,8	0,153	-
		Pył zawieszony PM10	-	1,81	6,8	0,153	-
		Tlenek węgla	100	18,1	68,0	0,153	-

Załącznik nr 1 Rodzaje i ilości substancji dopuszczonych do wprowadzania do powietrza dla każdego źródła powstawania

Nr emitora	Źródło emisji/ podokres pracy	Substancja	Emisja				
			W przeliczeniu na jednostkę zużytego paliwa				
			[mg/m <sup>3</sup> u]	[kg/h]	[Mg/rok]	Gaz ziemny [g/Nm <sup>3</sup> ]	Olej opałowy [g/kg]
E2	Blok turbogenerators nr 2 – praca z dodatkowym dogrzewem	Pył zawieszony PM 2,5	-	1,81	6,8	0,153	-
		Tlenek węgla	100	36,14	135,9	3,063	-
		Dwutlenek azotu	50	29,04	139,4	1,531	-
		Dwutlenek siarki	12	6,97	33,4	0,368	-
		Pył ogółem	5	2,90	13,9	0,153	-
		Pył zawieszony PM10	-	2,90	13,9	0,153	-
		Pył zawieszony PM 2,5	-	2,90	13,9	0,153	-
		Tlenek węgla	100	58,7	279,7	3,063	-
		Dwutlenek azotu	100	3,14	12,6	1,000	-
		Dwutlenek siarki	35	1,10	4,4	0,350	-
E 3.1	Kocioł szczytowo rezerwowy nr 1 – spalanie gazu	Pył ogółem	5	0,16	0,6	0,050	-
		Pył zawieszony PM10	-	0,16	0,6	0,050	-
		Pył zawieszony PM 2,5	-	0,16	0,6	0,050	-
		Tlenek węgla	100	3,14	12,6	1,000	-
		Dwutlenek azotu	100	3,14	12,6	1,000	-
		Dwutlenek siarki	35	1,10	4,4	0,350	-
		Pył ogółem	5	0,16	0,6	0,050	-
		Pył zawieszony PM10	-	0,16	0,6	0,050	-
		Pył zawieszony PM 2,5	-	0,16	0,6	0,050	-
		Tlenek węgla	100	3,14	12,6	1,000	-
E 3.2	Kocioł szczytowo rezerwowy nr 2 – spalanie gazu	Dwutlenek azotu	100	3,14	12,6	1,000	-
		Dwutlenek siarki	35	1,10	4,4	0,350	-



Załącznik nr 1 Rodzaje i ilości substancji dopuszczonych do wprowadzania do powietrza dla każdego źródła powstawania

Nr emitora	Źródło emisji/ podokres pracy	Substancja	Emisja				
			W przeliczeniu na jednostkę zużytego paliwa				
			[mg/m <sup>3</sup> ·u]	[kg/h]	[Mg/rok]	Gaz ziemny [g/Nm <sup>3</sup> ]	Olej opałowy [g/kg]
E 3.3	Kocioł szczytowo rezerwowy nr 3 – spalanie gazu	Pył ogółem	5	0,16	0,6	0,050	-
		Pył zawieszony PM10	-	0,16	0,6	0,050	-
		Pył zawieszony PM 2,5	-	0,16	0,6	0,050	-
		Tlenek węgla	100	3,14	12,6	1,000	-
		Dwutlenek azotu	100	3,14	12,6	1,000	-
		Dwutlenek siarki	35	1,10	4,4	0,350	-
		Pył ogółem	5	0,16	0,6	0,050	-
		Pył zawieszony PM10	-	0,16	0,6	0,050	-
		Pył zawieszony PM 2,5	-	0,16	0,6	0,050	-
		Tlenek węgla	100	3,14	12,6	1,000	-
E 4.4	Kocioł szczytowo rezerwowy nr 4 – spalanie gazu	Dwutlenek azotu	100	3,14	12,6	1,000	-
		Dwutlenek siarki	35	1,10	4,4	0,350	-
		Pył ogółem	5	0,16	0,6	0,050	-
		Pył zawieszony PM10	-	0,16	0,6	0,050	-
		Pył zawieszony PM 2,5	-	0,16	0,6	0,050	-
		Tlenek węgla	100	3,14	12,6	1,000	-
		Dwutlenek azotu	100	3,14	12,6	1,000	-
		Dwutlenek siarki	35	1,10	4,4	0,350	-
		Pył ogółem	5	0,16	0,6	0,050	-
		Pył zawieszony PM10	-	0,16	0,6	0,050	-
Pył zawieszony PM 2,5	-	0,16	0,6	0,050	-		
Tlenek węgla	100	3,14	12,6	1,000	-		

Załącznik nr 1 Rodzaje i ilości substancji dopuszczonych do wprowadzania do powietrza dla każdego źródła powstawania

Nr emitora	Źródło emisji/ podokres pracy	Substancja	Emisja				
			W przeliczeniu na jednostkę zużytego paliwa				
			[mg/m <sup>3</sup> u]	[kg/h]	[Mg/rok]	Gaz ziemny [g/Nm <sup>3</sup> ]	Olej opałowy [g/kg]
E 4.5	Kocioł szczytowo rezerwowy nr 5 – spalanie gazu	Dwutlenek azotu	100	3,14	12,6	1,000	-
		Dwutlenek siarki	35	1,10	4,4	0,350	-
		Pył ogółem	5	0,16	0,6	0,050	-
		Pył zawieszony PM10	-	0,16	0,6	0,050	-
		Pył zawieszony PM 2,5	-	0,16	0,6	0,050	-
		Tlenek węgla	100	3,14	12,6	1,000	-
E 4.6	Kocioł szczytowo rezerwowy nr 6 – spalanie gazu	Dwutlenek azotu	100	3,14	12,6	1,000	-
		Dwutlenek siarki	35	1,10	4,4	0,350	-
		Pył ogółem	5	0,16	0,6	0,050	-
		Pył zawieszony PM10	-	0,16	0,6	0,050	-
		Pył zawieszony PM 2,5	-	0,16	0,6	0,050	-
		Tlenek węgla	100	3,14	12,6	1,000	-
E 3.1	Kocioł szczytowo rezerwowy nr 1 – spalanie oleju opałowego	Dwutlenek azotu	150	4,87	1,0	-	1,839
		Dwutlenek siarki	200	6,50	1,3	-	2,452
		Pył ogółem	20	0,65	0,1	-	0,245
		Pył zawieszony PM10	-	0,65	0,1	-	0,245

Załącznik nr 1 Rodzaje i ilości substancji dopuszczonych do wprowadzania do powietrza dla każdego źródła powstawania

Nr emitora	Źródło emisji/ podokres pracy	Substancja	Emisja				
			[mg/m <sup>3</sup> u]	[kg/h]	[Mg/rok]	W przeliczeniu na jednostkę zużytego paliwa	
						Gaz ziemny [g/Nm <sup>3</sup> ]	Olej opałowy [g/kg]
E 3.2	Kocioł szczytowo rezerwowy nr 2 – spalanie oleju opałowego	Pył zawieszony PM 2,5	-	0,65	0,1	-	0,245
		Dwutlenek azotu	150	4,87	1,0	-	1,839
		Dwutlenek siarki	200	6,50	1,3	-	2,452
		Pył ogółem	20	0,65	0,1	-	0,245
		Pył zawieszony PM10	-	0,65	0,1	-	0,245
		Pył zawieszony PM 2,5	-	0,65	0,1	-	0,245
E 3.3	Kocioł szczytowo rezerwowy nr 3 – spalanie oleju opałowego	Dwutlenek azotu	150	4,87	1,0	-	1,839
		Dwutlenek siarki	200	6,50	1,3	-	2,452
		Pył ogółem	20	0,65	0,1	-	0,245
		Pył zawieszony PM10	-	0,65	0,1	-	0,245
		Pył zawieszony PM 2,5	-	0,65	0,1	-	0,245
		Dwutlenek azotu	150	4,87	1,0	-	1,839
E 4.4	Kocioł szczytowo rezerwowy nr 4 – spalanie oleju opałowego	Dwutlenek azotu	200	6,50	1,3	-	2,452
		Pył ogółem	20	0,65	0,1	-	0,245
		Pył zawieszony PM10	-	0,65	0,1	-	0,245
		Pył zawieszony PM 2,5	-	0,65	0,1	-	0,245
		Dwutlenek azotu	150	4,87	1,0	-	1,839
		Dwutlenek siarki	200	6,50	1,3	-	2,452
		Pył ogółem	20	0,65	0,1	-	0,245
		Pył zawieszony PM10	-	0,65	0,1	-	0,245
		Pył zawieszony PM 2,5	-	0,65	0,1	-	0,245

Załącznik nr 1 Rodzaje i ilości substancji dopuszczonych do wprowadzania do powietrza dla każdego źródła powstawania

Nr emitora	Źródło emisji/ podokres pracy	Substancja	Emisja				
			W przeliczeniu na jednostkę zużytego paliwa				
			[mg/m <sup>3</sup> ·u]	[kg/h]	[Mg/rok]	Gaz ziemny [g/Nm <sup>3</sup> ]	Olej opałowy [g/kg]
E 4.5	Kocioł szczytowo rezerwowy nr 5 – spalanie oleju opałowego	Dwutlenek azotu	150	4,87	1,0	-	1,839
		Dwutlenek siarki	200	6,50	1,3	-	2,452
		Pył ogółem	20	0,65	0,1	-	0,245
		Pył zawieszony PM10	-	0,65	0,1	-	0,245
		Pył zawieszony PM 2,5	-	0,65	0,1	-	0,245
E 4.6	Kocioł szczytowo rezerwowy nr 6 – spalanie oleju opałowego	Dwutlenek azotu	150	4,87	1,0	-	1,839
		Dwutlenek siarki	200	6,50	1,3	-	2,452
		Pył ogółem	20	0,65	0,1	-	0,245
		Pył zawieszony PM10	-	0,65	0,1	-	0,245
		Pył zawieszony PM 2,5	-	0,65	0,1	-	0,245

\*) emisja w [mg/m<sup>3</sup>·u] określona dla zawartości tlenu w spalinach 15% dla turbin oraz 3% dla kotłów

z up. Marszałka Województwa (1)

Aneta Jędrzejewska  
Członek Zarządu

