

Jacek BOBA*, Tomasz JURKA**, Henryk PASSIA***

Emisja podstawowych zanieczyszczeń pyłowo-gazowych w krajowej energetyce w latach 2005–2011 – wstępna analiza wyników badań ankietowych

STRESZCZENIE. W artykule dokonano analizy zmian poziomów emisji głównych substancji pyłowo-gazowych uwalnianych ze źródeł stacjonarnych zainstalowanych w szczególności w elektrowniach, elektrociepłowniach i ciepłowniach. We wstępnej części artykułu przedstawiono uwarunkowania geopolityczne i historyczne emisji zanieczyszczeń w polskiej energetyce, następnie przybliżono najistotniejsze wymogi prawne związane z ochroną powietrza atmosferycznego determinujące podejmowanie różnorodnych działań przez prowadzących instalacje w celu dotrzymania obowiązujących normatywów emisyjnych.

Przystąpienie Polski do Unii Europejskiej wymusza konieczność dostosowania standardów ochrony atmosfery do poziomu obowiązującego we Wspólnocie. Niezmiernie istotnym instrumentem mającym na celu ochronę atmosfery jest system handlu uprawnieniami do emisji (ang. EU ETS), który od roku 2005 jest najważniejszym mechanizmem w Unii Europejskiej w walce z emitowanymi gazami cieplarnianymi w szczególności dwutlenkiem węgla. Polska, jako jedyny kraj w Unii Europejskiej posiada strukturę zużycia pierwotnych nośników energii opartą w ponad 80% na kopalnych paliwach stałych determinujących stosunkowo wysokie wskaźniki emisji podstawowych zanieczyszczeń pyłowo-gazowych.

W ramach projektu realizowanego w Głównym Instytucie Górnictwa przeprowadzono badania ankietowe mające na celu zebranie informacji nt. zmian emisji głównych zanieczyszczeń pyłowo-gazowych w przedsiębiorstwach energetycznych w latach 2005–2011, a więc od

* Dr inż. – Główny Instytut Górnictwa, Katowice; e-mail: jboba@gig.eu.

** Mgr inż. – Fabryka Papieru i Tektury „Beskidy”, Wadowice; e-mail: t.jurka@estera.pl.

*** Dr hab. inż., prof. GIG – Główny Instytut Górnictwa, Katowice; e-mail: hpassia@gig.eu.

początku okresu funkcjonowania systemu handlu uprawnieniami do emisji. Wyniki badań pozwoliły również na określenie głównych przyczyn zmian emisji tych substancji. Tymi przyczynami były przede wszystkim zmiany w aktywności przedsiębiorstw energetycznych uwarunkowane sytuacją makroekonomiczną w poszczególnych latach badanego okresu, koniecznością podejmowania działań techniczno-organizacyjnych w celu dostosowania się do zaostrzających się standardów emisyjnych określonych w obowiązującym prawodawstwie, stopniową zmianą struktury paliw – stosowanie biomasy i innych paliw w szczególności gazowych charakteryzujących się niższymi od węgla wskaźnikami emisji zanieczyszczeń. Niebagatelne znaczenie dla ograniczenia emisji zanieczyszczeń pyłowo-gazowych ma również system handlu uprawnieniami do emisji, który został ustanowiony w celu redukcji emisji gazów cieplarnianych w szczególności dwutlenku węgla. Działania podejmowane przez przedsiębiorstwa energetyczne w celu redukcji emisji CO₂ wpływają również na ograniczenie emisji innych substancji uwalnianych do powietrza atmosferycznego.

SŁOWA KLUCZOWE: emisja, atmosfera, energetyka, handel uprawnieniami do emisji

Wprowadzenie

Jakość powietrza atmosferycznego ma niezmiernie istotne znaczenie dla zdrowia ludzi, a także wpływa na rozwój świata roślinnego i zwierzęcego. Z uwagi na konieczność permanentnego korzystania z tego komponentu środowiska przez niemal całą biosferę, istnieje szczególna potrzeba jego ochrony.

Przed zmianami ustrojowymi, które zaszły w 1989 r. Polska była jednym z trzech głównych emitentów (obok ZSRR i NRD) zanieczyszczeń do powietrza atmosferycznego [1] w Europie. Sytuacja ta zaczęła się gwałtownie zmieniać na początku lat dziewięćdziesiątych XX wieku, kiedy to ustanowiono nowe, o wiele bardziej restrykcyjne prawo, oraz zaczęto wprowadzać system kontroli jego przestrzegania, dając szczegółowe wytyczne dla organów inspekcyjnych [2]. Skutkiem transformacji gospodarczej była likwidacja wielu nierentownych, energochłonnych i jednocześnie zazwyczaj bardzo uciążliwych dla środowiska zakładów. Ponadto dokonano gruntownej modernizacji całego sektora energetycznego w zakresie unowocześnienia źródeł wytwarzania energii oraz technik i urządzeń służących redukcji zanieczyszczeń.

Wśród źródeł antropogenicznych charakteryzujących się największą emisją zanieczyszczeń do atmosfery są instalacje należące do energetyki.

Zasadnicze grupy przedsiębiorstw energetycznych wytwarzających energię stanowią elektrownie, elektrociepłownie i ciepłownie, które emitują główne rodzaje zanieczyszczeń: tlenek węgla (CO), tlenki azotu (NO_x), dwutlenek siarki (SO₂), pył i dwutlenek węgla (CO₂).

Warunki wprowadzania substancji pyłowo-gazowych do powietrza atmosferycznego są regulowane przez szereg aktów prawnych.

1. Podstawowe wymogi prawne w zakresie emisji zanieczyszczeń do atmosfery

Ideą polityki ekologicznej w zakresie ochrony atmosfery jest stopniowe zaostrzanie dopuszczalnych normatywów emisyjnych w celu osiągnięcia jak najlepszego stanu powietrza atmosferycznego – jak najbardziej zbliżonego do jego naturalnego składu sprzed ery przemysłowej.

Polska przyjmując Traktat Akcesyjny zobowiązała się do transpozycji i implementacji na grunt krajowy prawa Unii Europejskiej, w tym również prawa ekologicznego, w którym szczególne miejsce zajmuje ochrona atmosfery.

W zależności od rodzaju emitowanych substancji, zanieczyszczenia uwalniane w wyniku konwersji paliw mogą stanowić zagrożenia zarówno lokalne, regionalne jak i globalne.

Uwalnianie takich substancji jak SO_2 , NO_x i pyłu niesie ze sobą zagrożenia przede wszystkim lokalne (rzadziej regionalne) związane z narażeniem zdrowia ludzkiego oraz lokalnego środowiska przyrodniczego. Z kolei zagrożeniem globalnym są zmiany klimatyczne powodowane – według niektórych gremiów naukowych – głównie przez emisję gazów cieplarnianych (GHG – *Greenhouse gases*), w tym w szczególnej mierze dwutlenku węgla, będącego podstawowym związkem chemicznym emitowanym w trakcie prowadzenia procesów konwersji paliw.

Dopuszczalne wartości emisji poszczególnych substancji dla instalacji są unormowane w przepisach prawnych (wartości dopuszczalnych stężeń – standardy emisyjne) oraz w decyzjach administracyjnych (dopuszczalne wartości stężeń dla poszczególnych źródeł w ramach instalacji oraz dopuszczalne wielkości emisji – zwykle odniesione do okresów rocznych).

Standardy emisyjne z instalacji są normatywami określającymi maksymalne, dopuszczalne stężenie zanieczyszczenia w gazach odlotowych emitowanych ze źródeł, odniesione do tzw. warunków umownych (temperatura 273 K, ciśnienie 101,3 kPa, zawartość pary wodnej nie większa niż 5 g/kg gazów odlotowych, zawartość tlenu 6% przy spalaniu paliw stałych i 3% dla konwersji paliw ciekłych i gazowych).

Standardy emisyjne są zróżnicowane w zależności od:

- ❖ rodzaju działalności,
- ❖ procesu technologicznego lub operacji technicznej,
- ❖ terminu oddania instalacji do eksploatacji, terminu zakończenia jej eksploatacji lub dalszego łącznego czasu jej eksploatacji.

W przypadku instalacji spalania paliw standardy emisyjne zostały określone dla trzech rodzajów zanieczyszczeń: dwutlenku siarki, tlenków azotu i pyłu.

W latach 2005–2011 obowiązywały standardy emisyjne zawarte w rozporządzeniach ustanowionych przez Ministra Środowiska w sprawie standardów emisyjnych z instalacji [3, 4, 5] dokonujących transpozycji do polskiego prawodawstwa szeregu przepisów Unii Europejskiej. Do ważniejszych z nich należy Dyrektywa w sprawie ograniczenia emisji niektórych zanieczyszczeń do powietrza z dużych obiektów energetycznego spalania [6]

zwana dyrektywą LCP (ang. *Large Combustion Plants*). Przepisy dyrektywy dotyczą źródeł emisji, których nominalna moc cieplna przekracza 50 MW.

Kolejnym aktem prawnym mającym niezmiernie istotny wpływ na ekologiczne aspekty prowadzenia działalności przez wytwórców energii jest Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE z dnia 24 listopada 2010 r. w sprawie emisji przemysłowych tzw. IED [7] (ang. *Industrial Emissions Directive*). Na gruncie prawa polskiego Dyrektywa IED ma znowelizować szereg zapisów wprowadzonych do ustawy Prawo ochrony środowiska, m.in. dyrektywę dotyczącą zintegrowanego zapobiegania zanieczyszczeniom i ich kontroli (ang. *IPPC – Integrated Pollution Prevention and Control*) [8] i dyrektywę w sprawie ograniczenia emisji niektórych zanieczyszczeń do powietrza z dużych obiektów energetycznego spalania [6]. Dyrektywa IED jest kolejnym krokiem w polityce Unii Europejskiej, zmierzającej do dalszego zaostrzenia standardów emisji zanieczyszczeń do powietrza z obiektów energetycznego spalania w szczególności zasilanych kopalnymi paliwami stałymi.

W ostatniej dekadzie polityka ekologiczna Unii Europejskiej ogromną uwagę zaczęła skupiać na problemie emisji tzw. gazów szklarniowych, uważanych przez szereg gremiów naukowych za główną przyczynę obserwowanych zmian klimatycznych, wykazujących tendencję do globalnego ocieplenia klimatu ziemskiego.

Przyczyny globalnego ocieplenia upatrywane w antropogenicznej emisji gazów cieplarnianych są jednak niejednokrotnie poddawane w wątpliwość [9, 10, 11]. Część autorów zwraca uwagę na szereg naturalnych czynników – w dużej mierze o charakterze cyklicznym – mających niezmiernie istotny wpływ na te zmiany.

Unia Europejska postrzegana jest jako organizacja międzynarodowa wiodąca w walce z nadmierną emisją gazów cieplarnianych i nieustannie podejmująca próby globalizacji wysiłków na rzecz ochrony klimatu.

W roku 2005 na mocy dyrektywy ustanawiającej system handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych [12] zostały utworzone ramy prawne wspólnotowego systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych (tzw. dyrektywa EU ETS – *The European Union Emissions Trading System*). Zostało nim objętych około 11 000 instalacji w Unii Europejskiej. Znaczną część uczestników tego systemu stanowią instalacje spalania paliw o mocy źródła przekraczającej 20 MW. Instalacje należące do energetyki mają największy wkład w emisję dwutlenku węgla spośród źródeł antropogenicznych. Do krajowego porządku prawnego zapisy dyrektywy EU ETS zostały wprowadzone ustawą z dnia 22 grudnia 2004 r. o handlu uprawnieniami do emisji do powietrza gazów cieplarnianych i innych substancji [13], a obecnie ramy prawne tego systemu reguluje ustawa z dnia 28 kwietnia 2011 r. o systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych [14].

Uczestnicy systemu otrzymują przydziały uprawnień do emisji dwutlenku węgla na tzw. okresy rozliczeniowe.

W roku 2013 rozpoczął się III – siedmioletni okres rozliczeniowy. Poprzednie okresy rozliczeniowe obejmowały lata: 2005–2007 (I okres) i 2008–2012 (II okres).

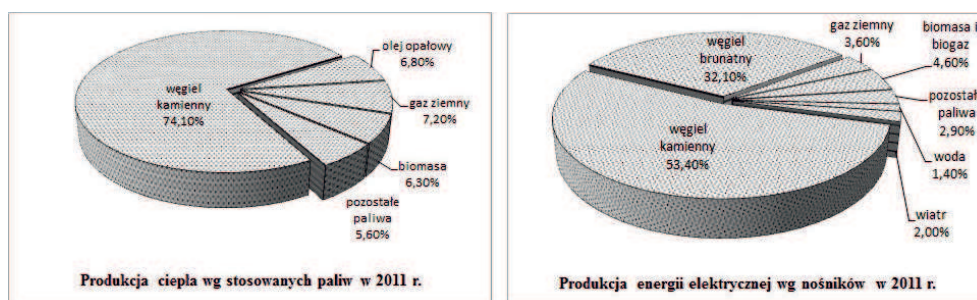
W zakresie emisji CO₂ w I i II okresie rozliczeniowym dopuszczalne limity emisji (przydziały uprawnień) były ustalane w tzw. Krajowych Planach Rozdziału Uprawnień (KPRU): I [15] i II [16].

2. Zasadnicze czynniki wpływające na ilość emitowanych zanieczyszczeń w krajowej energetyce

Polska energetyka od blisko 25 lat podejmuje olbrzymi wysiłek na rzecz redukcji zanieczyszczeń emitowanych do atmosfery i pomimo znaczących sukcesów, jakie osiągnęła w zakresie zmniejszenia emisji substancji pyłowo-gazowych, wciąż jeszcze należy do czołówki państw Unii Europejskiej o największej emisyjności. Bezpośredniej przyczyny takiej sytuacji należy upatrywać przede wszystkim w istniejącej strukturze zużycia paliw, wykorzystywanych do produkcji ciepła i energii elektrycznej, w której dominującą rolę odgrywają kopalne paliwa stałe.

Dane publikowane przez Urząd Regulacji Energetyki (URE) wskazują, że blisko 75% ciepła w 2011 r. było wytwarzane z węgla kamiennego [17], a w przypadku energii elektrycznej udział produkcji opartej na kopalnych paliwach stałych wynosił ponad 85% [18].

Szczegółowa struktura nośników energii wykorzystywanych do produkcji ciepła i energii elektrycznej została przedstawiona na rysunku 1.



Rys. 1. Struktura nośników energii wykorzystywanych do produkcji ciepła i energii elektrycznej w Polsce w roku 2011

Fig. 1. The structure of fuels used for production of heat and electricity in Poland in 2011

Założenia polityki energetycznej [19] oraz liczne artykuły [np. 20, 21, 22, 23] potwierdzają, że dla zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego w Polsce w dalszym ciągu decydujące znaczenie – jako nośniki energii pierwotnej – będą miały węgiel kamienny i brunatny – paliwa, których nasz kraj jest jednym z czołowych producentów na świecie.

Na ilość, a także rodzaje emitowanych zanieczyszczeń pyłowo-gazowych uwalnianych z instalacji energetycznych wpływa szereg czynników.

Do najważniejszych z nich należą:

- ✧ struktura stosowanych paliw oraz ich parametry energetyczne,
- ✧ ilość zużywanego paliwa,
- ✧ typ i rodzaj źródła emisji,
- ✧ czynniki procesowe (zachowanie odpowiedniego reżimu prowadzenia procesu),

- ✧ wyposażenie źródła w urządzenia ochronne oraz skuteczność i sprawność tych urządzeń,
- ✧ moc źródła,
- ✧ stopień zaawansowania technologicznego i automatyzacja procesu konwersji,
- ✧ stan techniczny instalacji.

Niniejszy artykuł prezentuje wyniki wstępnej analizy danych dotyczących charakterystyki emisyjności, pozyskanych w badaniach ankietowych przeprowadzonych na grupie przedsiębiorstw energetycznych (elektrownie, elektrociepłownie i ciepłownie) – uczestników EU ETS w latach 2005–2011.

3. Metodyka badań

Grupę docelową, do której rozesłano autorski formularz ankiety stanowiło 635 instalacji do spalania paliw o mocy powyżej 20 MW, którym przydzielono uprawnienia do emisji dwutlenku węgla na podstawie rozporządzenia w sprawie przyjęcia Krajowego Planu Rozdziału Uprawnień (KPRU II) do emisji dwutlenku węgla na lata 2008–2012 [16]. Instalacje te zostały oznaczone w wyżej wymienionym rozporządzeniu kodem E1, a rodzaje instalacji zaszeregowanych do tej grupy to:

- ✧ elektrownie,
- ✧ elektrociepłownie,
- ✧ ciepłownie,
- ✧ kotłownie,
- ✧ suszarnie,
- ✧ piece do obróbki cieplnej,
- ✧ kraking petrochemiczny,
- ✧ tłocznie gazu.

Jak wynika z tabeli 1 grupie instalacji oznaczonej kodem E1 w KPRU II przydzielono łącznie ponad 85% liczby wszystkich uprawnień do emisji CO₂ instalacji uczestniczących w systemie handlu uprawnieniami do emisji.

Dane uzyskane w wyniku badań ankietowych pochodzą z obowiązkowej – wynikającej z obowiązującego prawa – sprawozdawczości i raportowania, prowadzonych przez operatorów instalacji. W ankiecie umieszczono dane ze sprawozdań dotyczących opłat za korzystanie ze środowiska oraz rocznych raportów z emisji dwutlenku węgla. W okresie objętym badaniami ankietowymi zgodnie z art. 286 ust. 1 ustawy z dnia 27 kwietnia 2001 r. Prawo ochrony środowiska [24], każdy podmiot korzystający ze środowiska miał obowiązek przekazywać do właściwego urzędu marszałkowskiego i WIOŚ w terminie do końca miesiąca następującego po upływie półrocza, wykaz zawierający zbiorcze zestawienie danych o zakresie korzystania ze środowiska, w tym informacje na temat emisji substancji pyłowo-gazowych do powietrza atmosferycznego. Wzory wykazów zawierających informacje i dane o zakresie korzystania ze środowiska oraz o wysokości należnych opłat zostały określone w rozporządzeniach Ministra Środowiska [25, 26, 27].

TABELA 1. Udział emisji CO₂ w poszczególnych rodzajach instalacji, którym na mocy KPRU II [16] zostały przydzielone jednostki emisji

TABLE 1. Contribution of CO₂ emissions in individual types of installations to which the emissions units have been assigned, on the strength of the KPRU II [16]

Lp.	Kod	Rodzaj instalacji	Przydział uprawnień (udział emisji w całym EU ETS) [%]
1	E1	Instalacje do spalania paliw z wyjątkiem instalacji spalania odpadów niebezpiecznych lub komunalnych	85,34
2	E2	Rafinerie ropy naftowej	1,53
3	E3	Piece koksownicze	1,45
4	F1	Instalacje prażenia lub spiekania rud metali, w tym rudy siarczkowej	0,70
5	F2	Instalacje do pierwotnego lub wtórnego wytopu surówki żelaza lub stali surowej, w tym do ciągłego odlewania stali	2,59
6	M1.1	Instalacje do produkcji klinkieru cementowego w piecach obrotowych	5,42
7	M1.2	Instalacje do produkcji wapna	1,10
8	M2	Instalacje do produkcji szkła, w tym włókna szklanego	0,75
9	M3	Instalacje do produkcji wyrobów ceramicznych za pomocą wypalania	0,37
10	O1	Instalacje do produkcji masy włóknistej z drewna lub innych materiałów włóknistych	0,00
11	O2	Instalacje do produkcji papieru lub tektury	0,74

Źródło: opracowanie własne na podstawie [16]

Wartości emisji substancji pyłowo-gazowych umieszczane w wyżej wspomnianych wykazach są wyznaczane najczęściej na podstawie pomiarów bezpośrednich – ciągłych lub okresowych. Obowiązek przeprowadzania tego typu pomiarów mają wszystkie instalacje spalania paliw wymagające uzyskania pozwolenia na wprowadzanie gazów lub pyłów do powietrza albo pozwolenia zintegrowanego. Do przeprowadzania ciągłych lub okresowych pomiarów emisji obligują zapisy rozporządzenia Ministra Środowiska w sprawie wymagań w zakresie prowadzenia pomiarów wielkości emisji oraz pomiarów ilości pobieranej wody [28]. W załączniku do tego rozporządzenia zostały określone metodyki referencyjne prowadzenia poszczególnych rodzajów pomiarów. Tego rodzaju pomiary wielkości emisji mogą być wykonywane wyłącznie przez akredytowane laboratoria – obowiązek ten wynika z ustawy o systemie oceny zgodności.

W związku z tym emisje zanieczyszczeń pyłowo-gazowych powstające w wyniku spalania paliw są wyznaczane zgodnie z uznanymi metodami i podlegają sprawdzeniu przez organa nadzoru środowiskowego, do których należą przede wszystkim wojewódzkie inspektoraty ochrony środowiska.

W części instalacji – w szczególności o niskim poziomie emisji – wartości emisji były wyznaczane na podstawie referencyjnych wskaźników emisji [29] lub wytycznych dotyczących bilansowania emisji na potrzeby wprowadzania danych do Krajowej Bazy, zamieszczone na stronach Instytutu Ochrony Środowiska – Państwowy Instytut Badawczy – Krajowy Ośrodek Bilansowania/Krajowego Administratora Systemu Handlu Uprawnieniami do Emisji (KASHUE/KOBIZE).

Wartości emisji CO₂ są wyznaczane przez operatorów instalacji i umieszczane w rocznych raportach z emisji tego gazu, do których sporządzenia, a następnie przekazania do dnia 31 marca każdego roku do KASHUE/KOBIZE obligowała prowadzących instalację ustawa z dnia 22 grudnia 2004 r. o handlu uprawnieniami do emisji do powietrza gazów cieplarnianych i innych substancji [13]. Od dnia 21.06.2011 r. obowiązek ten wynika z ustawy z dnia 28 kwietnia 2011 r. o systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych [14].

Liczba wyemitowanych jednostek CO₂ była wyznaczana zgodnie z metodyką określoną w rozporządzeniach Ministra Środowiska [30, 31].

Raporty roczne zawierające dane z emisji CO₂ są poddawane procedurom weryfikacji przez niezależne jednostki posiadające stosowne akredytacje niezbędne do przeprowadzania tych czynności lub przez wojewódzkie inspektoraty ochrony środowiska (WIOŚ miał prawo do weryfikacji rocznych raportów wyłącznie w okresie 2005–2010 [13]).

Informacje dotyczące ilości wyemitowanych jednostek CO₂ dla instalacji, które pozytywnie odpowiedziały na badania ankietowe zostały pozyskane z publicznie dostępnej bazy danych [32] prowadzonej przez Komisję Europejską.

Wartości emisji CO₂ w latach 2005–2011 umieszczono we wspomnianej powyżej bazie po uzyskaniu przez KASHUE/KOBIZE zweryfikowanych raportów od operatorów instalacji – tym samym dane na temat emisji tego gazu są bardzo wiarygodne.

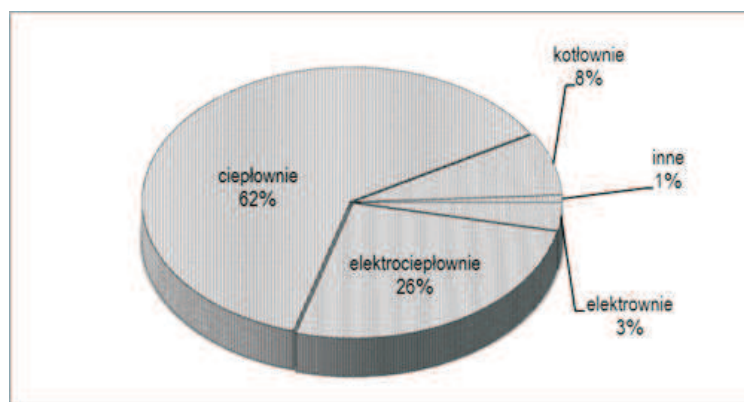
Dane na temat emisji zanieczyszczeń gazowo-pyłowych określone na zasadach powyżej opisanych zapewnią wysoki stopień reprezentatywności, ponieważ oparte są na ogólnie przyjętych i uznanych metodykach ich wyznaczania i pozyskiwania.

Struktura przedsiębiorstw energetycznych biorących udział w badaniu została zobrażowana na rysunku 2.

W wyniku badań ankietowych otrzymano 120 wypełnionych formularzy, co stanowi 18,90% liczby instalacji, które uzyskały przydziały uprawnień do emisji KPRU II. Szczegółowej analizie poddano trzy grupy instalacji należące do energetyki zawodowej: elektrownie, elektrociepłownie i ciepłownie. Paliwami wykorzystywanym w grupie badanych instalacji były paliwa kopalne – stałe, ciekłe i gazowe, biomasa oraz w jednym przypadku wykorzystywano energię geotermalną.

Pytania zawarte w formularzu ankiety dotyczyły m.in. określenia poziomu emisji zanieczyszczeń pyłowo-gazowych uwalnianych do atmosfery w latach 2005–2011.

Do przedstawienia zmian wielkości emisji zanieczyszczeń, efektywności wytwarzania energii oraz wykorzystania biomasy zastosowano szereg wskaźników, takich jak np.:



Rys. 2. Struktura instalacji biorących udział w badaniu ankietowym

Fig. 2. The structure of the installations participating in the questionnaire survey

1) wskaźniki wielkości emisji odniesione do jednostki zużytego paliwa umownego: [Mg zanieczyszczenia/toe],

2) wskaźnik efektywności wytwarzania energii całkowitej (wytworzonej) odniesiony do jednostki paliwa umownego (wsadu paliwowego) [GJ/toe],

3) wskaźnik ilości biomasy w stosunku do całkowitego wsadu paliwowego [toe/toe].

W celu dokonywania porównań parametrów emisyjnych i operacyjnych poddanych badaniom ankietowym instalacji, wielkość wsadu paliwowego wyrażono w jednostkach zwanych **tonami ekwiwalentu ropy naftowej** (ang. *toe – ton of oil equivalent*, czyli tona ekwiwalentu ropy naftowej, zdefiniowana jako 41,868 GJ).

4. Wyniki badań

Zestawienie udziałów poszczególnych rodzajów zanieczyszczeń pyłowo-gazowych w badanej próbie w odniesieniu do całkowitej emisji z energetyki zawodowej wynikającej z raportów dotyczących ochrony powietrza atmosferycznego publikowanych corocznie przez GUS [33, 34, 35, 36, 37, 38, 39] oraz w przypadku emisji CO₂ w odniesieniu do średniorocznych przydziałów emisji dla grupy oznaczonej kodem E1 w latach objętych badaniem ankietowym zostało przedstawione w tabeli 2.

Na podstawie badań ankietowych opracowano zestawienia wielkości emisji głównych rodzajów zanieczyszczeń w grupie przedsiębiorstw energetycznych na przestrzeni lat 2005–2011 [40]. Wielkość emisji dwutlenku siarki z poddanych badaniom ankietowym elektrowni, elektrociepłowni i ciepłowni przedstawiono na rysunku 3.

Z rysunku wynika, że w roku 2008 nastąpił wyraźny spadek emisji SO₂. Szczególnie mocno redukcja ta zaznaczyła się w grupie elektrowni. W pierwszym okresie funkcjonowania EU ETS (2005–2007) obowiązywały łagodniejsze standardy emisyjne

TABELA 2. Udział emisji zanieczyszczeń pyłowo-gazowych z badanych instalacji w stosunku do całkowitej emisji energetyki zawodowej w okresie objętym badaniami ankietowym

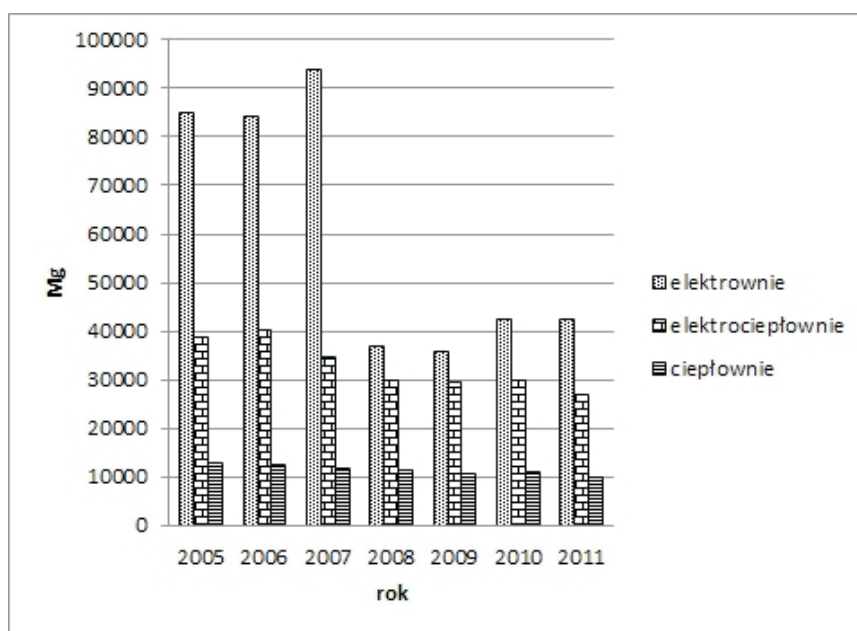
TABLE 2. Contribution of dust-and-gas emissions from the installations investigated, in relation to total emissions from professional power industry, over the time period covered by questionnaire survey

Rodzaj zanieczyszczenia	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Pył*	38,59%	31,02%	33,72%	29,92%	29,03%	16,74%	19,13%
SO _x *	21,11%	16,86%	18,46%	14,55%	18,28%	17,56%	17,77%
NO _x *	27,33%	23,07%	23,91%	22,95%	23,38%	21,80%	22,23%
CO ₂ [mln t]*	18,79%	19,46%	19,91%	21,19%	20,39%	21,00%	20,75%

* Udział emisji zanieczyszczeń pyłowo-gazowych w odniesieniu do raportów rocznych GUS.

** Udział emisji dwutlenku węgla z instalacji objętych badaniami ankietowymi w porównaniu ze średniorocznymi przydziałami emisji dla instalacji o kodzie E1 opublikowanymi w KPRU I i II.

Źródło: opracowanie własne na podstawie [15, 16, 33, 34, 35, 36, 37, 38, 39, 40]



Rys. 3. Emisja dwutlenku siarki z instalacji poddanych badaniam ankietowym

Fig. 3. Sulphur dioxide emissions from installations participating in the questionnaire survey

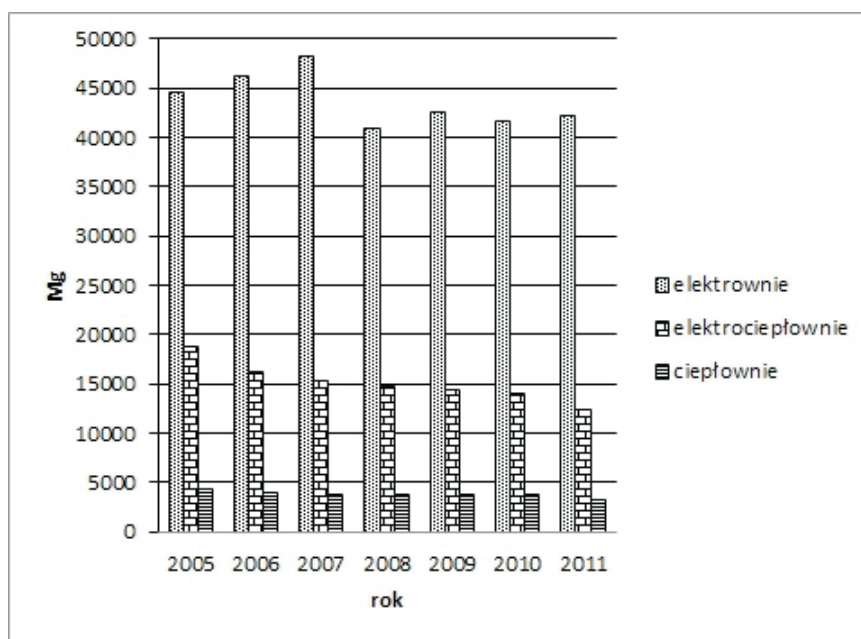
dwutlenku siarki, po czym w 2008 roku nastąpiło ich wyraźne zaostrzenie w szczególności w odniesieniu do źródeł o dużej mocy zainstalowanych przede wszystkim w elektrowniach. Do redukcji emisji tego zanieczyszczenia w latach 2008–2009

przyczyniło się również obniżenie aktywności produkcyjnej elektrowni. Po roku 2009 nastąpił nieznaczny wzrost emisji SO_2 związany przede wszystkim ze wzrostem produkcji energii elektrycznej.

Podobną tendencję można zaobserwować w grupie elektrociepłowni, niemniej jednak, zmniejszenie emisji SO_2 na przełomie lat 2007–2008 nie jest już tak wyraźne jak w przypadku elektrowni. Wiąże się to z faktem, że większość elektrociepłowni jest wyposażona w źródła emisji o mniejszych mocach, w związku z tym standardy emisyjne nie uległy tak znacznemu zaostrzeniu jak w przypadku elektrowni.

Ciepłownie to instalacje mające najmniejsze moce źródeł spośród biorących udział w badaniu, dlatego też grupa ta w najmniejszym stopniu musiała ograniczać emisję dwutlenku siarki. Zwykle ograniczenie emisji można było osiągnąć dzięki działaniom organizacyjnym, np. zakup paliwa o mniejszej zawartości siarki.

Wielkość emisji tlenków azotu z poddanych badaniom ankietowym elektrowni, elektrociepłowni i ciepłowni przedstawiono na rysunku 4.



Rys. 4. Emisja tlenków azotu z instalacji poddanych badaniom ankietowym

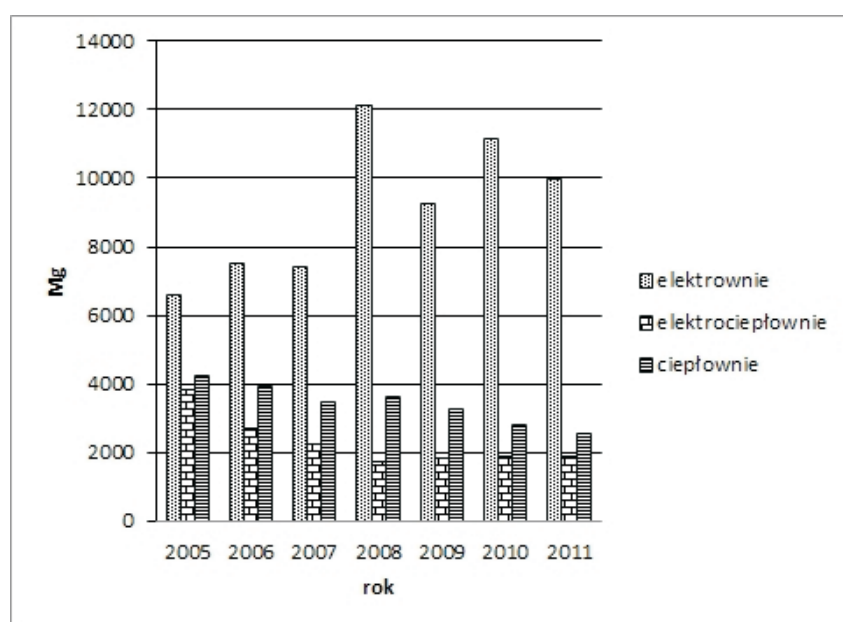
Fig. 4. Nitrogen oxides emissions from installations participating in the questionnaire survey

W przypadku tlenków azotu obserwowany spadek emisji tego zanieczyszczenia jest przede wszystkim wynikiem ograniczenia produkcji energii elektrycznej, a w dalszej kolejności związany jest z zaostrzeniem od roku 2008 standardów emisyjnych (od 540 do nawet 200 mg/m_u^3 w zależności od wielkości źródła i roku budowy/oddania do użytkowania) i koniecznością podjęcia działań związanych z dostosowaniem się do nowych wymogów (palniki niskoemisyjne, instalacje odazotowania spalin).

Podobnie jak w przypadku emisji dwutlenku siarki również emisja tlenków azotu została zredukowana w polskich elektrowniach w sposób skokowy. Także w tym przypadku przyczyn obniżenia emisji należy upatrywać w konieczności dostosowania się do nowych standardów.

Zauważa się również trend spadkowy emisji tego zanieczyszczenia w grupie elektrociepłowni i ciepłowni. Jest on związany głównie ze zmianą poziomu aktywności tych instalacji, a częściowo również z wprowadzaniem paliw gazowych i biomasy, charakteryzujących się niższymi wskaźnikami emisji NO_x .

Wielkość emisji tlenku węgla z poddanych badaniom ankietowym elektrowni, elektrociepłowni i ciepłowni przedstawiono na rysunku 5.



Rys. 5. Emisja tlenku węgla z instalacji poddanych badaniom ankietowym

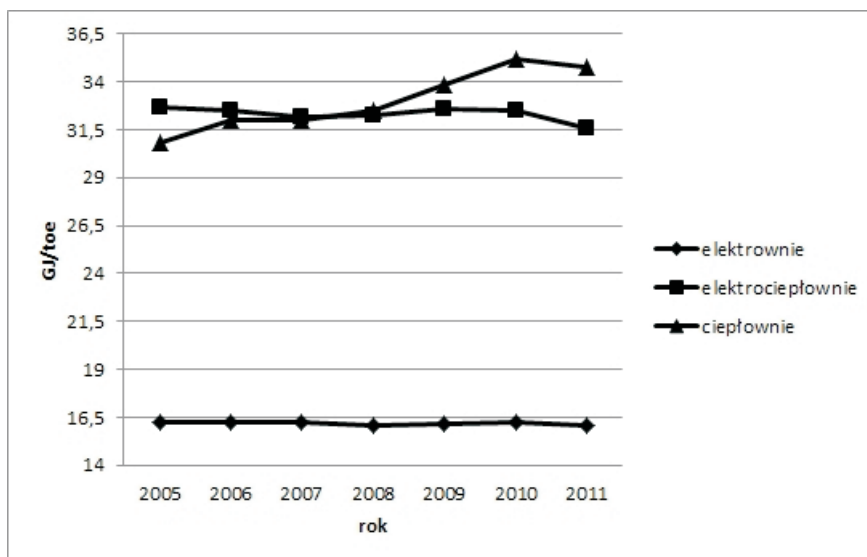
Fig. 5. Carbon oxide emissions from installations participating in the questionnaire survey

Tlenek węgla jest jedynym rodzajem zanieczyszczenia, które nie podlega normowaniu w krajowym prawie ochrony środowiska – nie ustanowiono dla tego gazu standardów emisyjnych.

Emisja tlenku węgla jest uzależniona od rodzaju paliwa, wielkości produkcji, a także od parametrów prowadzenia procesu spalania. W grupie elektrowni począwszy od roku 2008 zauważa się pogorszenie sprawności wytwarzania energii elektrycznej, co może być m.in. związane z instalowaniem palników niskoemisyjnych pod względem NO_x . Do wzrostu emisji CO może również przyczynić się stosowanie biomasy jako wsadu paliwowego.

Roczne wielkości emisji tlenku węgla w grupie elektrowni w latach 2005–2007 były niższe niż w latach 2008–2011. Wzrost emisji tego gazu jest spowodowany przede wszystkim obniżeniem sprawności wytwarzania energii – sugeruje to spadek wartości wskaźnika

wytwarzania energii całkowitej odniesiony do paliwa umownego. Wspomniana zależność została przedstawiona na rysunku 6.



Rys. 6. Wskaźnik efektywności wytwarzania energii całkowitej dla instalacji poddanych badaniom ankietowym

Fig. 6. Efficiency ratio of the total power generation for the installations participating in the questionnaire survey

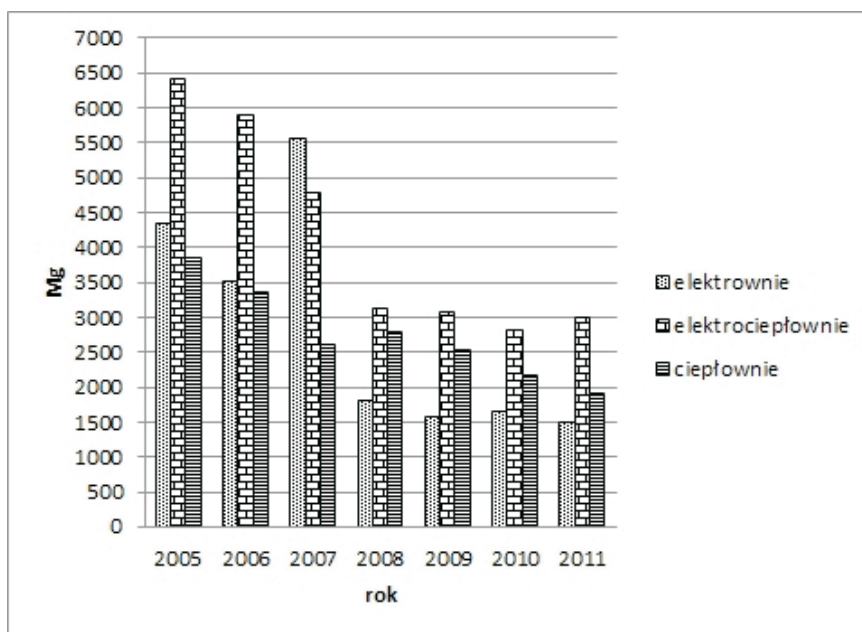
Emisja CO w grupie elektrociepłowni była największa w latach 2005–2007. W roku 2008 poziom emisji CO w badanych elektrociepłowniach był najniższy, po czym zaczął stopniowo wzrastać.

Emisja tlenku węgla w grupie ciepłowni rokrocznie spadała w ciągu I okresu funkcjonowania EU ETS. W roku 2008 następuje wzrost emisji CO, po czym znowu następuje jej zmniejszenie. Emisja tego gazu jest związana z aktywnością produkcyjną ciepłowni, ale stopniowy spadek emisji tego gazu jest również wynikiem zwiększenia sprawności wytwarzania ciepła, o czym świadczy wzrost wskaźnika efektywności wytwarzania energii całkowitej odniesionego do paliwa umownego.

Wielkość emisji pyłu z poddanych badaniom ankietowym elektrowni, elektrociepłowni i ciepłowni przedstawiono na rysunku 7.

Emisja pyłu we wszystkich grupach instalacji wykazywała generalnie tendencję malejącą, jedynie w roku 2007 nastąpił skokowy znaczący wzrost tego zanieczyszczenia w elektrowniach – był to ostatni rok, w którym obowiązywały wyższe standardy emisyjne.

Spadek ilości emitowanego pyłu po roku 2007 to efekt zaostrzających się standardów emisyjnych, we wszystkich badanych grupach, tak w elektrowniach, jak i elektrociepłowniach i ciepłowniach. Wartości stężeń pyłu w gazach odlotowych na poziomie dopuszczalnym zostały osiągnięte głównie poprzez działania techniczne (modernizację, wymianę lub zabudowę urządzeń odpylających) lub w mniejszym stopniu w wyniku działań organizacyjnych (zakup paliwa o niższej zawartości popiołu). Częściowo redukcje emisji pyłu



Rys. 7. Emisja pyłu z instalacji poddanych badaniom ankietowym

Fig. 7. Particulate matter emissions from installations participating in the questionnaire survey

zostały osiągnięte również dzięki zmianie struktury paliwowej – w szczególności zwiększeniu udziału gazu ziemnego, a także biomasy.

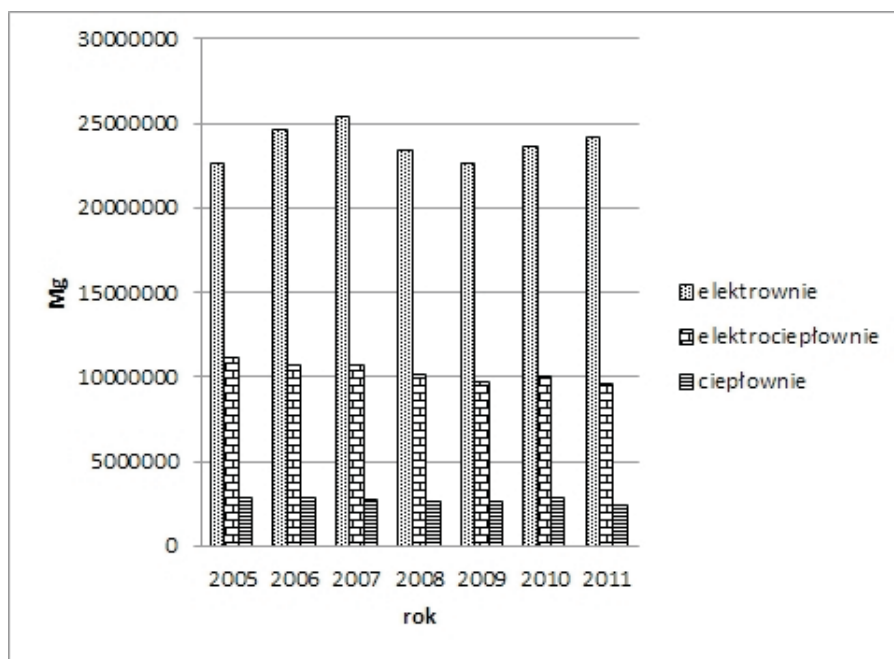
Największą redukcję wynoszącą blisko 50% zauważa się w grupie elektrowni. Sytuacja tak nagłego spadku poziomu emisji po roku 2007 jest związana przede wszystkim z datą zmiany standardu emisji, a co za tym idzie koniecznością zastosowania wysoko sprawnych urządzeń redukcyjnych, tak w zakresie pyłu jak i związków siarki. Elektrownie przeprowadziły budowę, modernizację urządzeń odpylających, a także wyposażały bloki w instalacje odsiarczania spalin (IOS), które również przyczyniają się do ograniczenia emisji pyłu.

W roku 2008 elektrownie zdołały dostosować się do nowych, bardzo rygorystycznych standardów emisyjnych, poprzez uruchomienie wysoko sprawnych urządzeń odpylających gazy odlotowe, kierowanie spalin przez mokre instalacje odsiarczania spalin. Ponadto wykorzystywały paliwa o lepszych parametrach energetycznych. Od roku 2008 emisja pyłu z badanych elektrowni kształtuje się na poziomie 1500–1800 Mg/rok.

Redukcja stężenia pyłu w gazach odlotowych do poziomów standardów emisyjnych z elektrowni, podobnie jak i z większości elektrociepłowni, ze względu na moc zainstalowanych źródeł była możliwa do osiągnięcia wyłącznie dzięki wyposażeniu ciągów spalin w wysoko sprawne urządzenia odpylające.

Najniższy stopień redukcji pyłu zanotowano w grupie ciepłowni. Instalacje te wyposażone są w źródła o najmniejszych mocach, tym samym obowiązują je najmniej rygorystyczne standardy emisyjne.

Wielkość emisji dwutlenku węgla z poddanych badaniom ankietowym elektrowni, elektrociepłowni i ciepłowni przedstawiono na rysunku 8.



Rys. 8. Emisja dwutlenku węgla z instalacji poddanych badaniom ankietowym

Fig. 8. Carbon dioxide emissions from installations participating in the questionnaire survey

Emisja CO₂ w objętych badaniami elektrowniach w I okresie funkcjonowania EU ETS wykazywała tendencję wzrostową. W latach 2008–2009 nastąpił spadek, po czym znowu niewielki wzrost emisji CO₂. Poziom emisji wykazuje fluktuacje, podobnie jak poziom aktywności elektrowni (produkcja energii elektrycznej). Warto zauważyć, że w odniesieniu do ilości zużytego paliwa, poziom emisji spada – co jest wynikiem stosowania paliw o niższych wskaźnikach emisji. Spada również wartość wskaźnika wytwarzania energii całkowitej odniesionego do ilości paliwa umownego – co z kolei jest przejawem obniżenia sprawności wytwarzania energii, której jedną z przyczyn jest stosowanie biomasy oraz technik służących redukcji emisji NO_x.

W grupie elektrociepłowni zauważa się spadkowy trend emisji CO₂. W badanych elektrociepłowniach przeważającą aktywnością produkcyjną jest produkcja ciepła nad produkcją energii elektrycznej.

Emisja CO₂ w przedsiębiorstwach ciepłowniczych i elektrociepłowniach niemal w całym badanym okresie wykazuje tendencję spadkową. Podobną tendencję wykazywała produkcja ciepła w tych instalacjach. Wyjątkiem był rok 2010, w którym wystąpił skokowy wzrost produkcji ciepła związany z wyjątkowo mroźną i długą zimą, co pociągnęło za sobą wzrost emisji tego gazu. Do spadku emisji CO₂ przyczynia się niewątpliwie termomodernizacja przeprowadzana od kilku lat w sektorze komunalnym i przemysłowym, in-

stalowanie źródeł gazowych, charakteryzujących się niższym wskaźnikiem emisji, jak i wzrostem wydajności wytwarzania energii oraz modernizacja infrastruktury przesyłowej.

Podsumowanie i wnioski

W wyniku przeprowadzonych badań ankietowych zostały określone trendy dotyczące emisji głównych zanieczyszczeń pyłowo-gazowych, jakie miały miejsce w latach 2005–2011. Rok 2005 jest początkiem funkcjonowania w Polsce wspólnotowego systemu handlu uprawnieniami do emisji (EU ETS). Wspomniany system jest narzędziem mającym na celu ograniczenie emisji gazów cieplarnianych (w okresie 2005–2011 emisji dwutlenku węgla) – uznawanych przez znaczną część środowisk naukowych za główną przyczynę zmian klimatycznych.

W efekcie wprowadzenia tego rozwiązania systemowego, w sposób pośredni ograniczane są również emisje innych zanieczyszczeń pyłowo-gazowych.

Wstępne wyniki analiz danych pozyskanych w wyniku badań ankietowych przeprowadzonych w instalacjach spalania paliw należących do energetyki zawodowej prowadzą do następujących wniosków:

1. Całkowita ilość dwutlenku węgla, emitowanego ze wszystkich badanych instalacji w I okresie funkcjonowania systemu EU ETS w Polsce (2005–2007) rosła, po czym w latach 2008–2009 nastąpił spadek, a następnie wzrost w roku 2010. W roku 2011 obserwuje się spadek emisji w stosunku do roku 2010. Główną przyczyną zmniejszenia ilości emitowanego CO₂ było przede wszystkim ograniczenie ilości wytwarzanej energii.

2. Na obniżenie ilości emitowanego dwutlenku węgla, oprócz ograniczenia produkcji, miały również wpływ podejmowane zabiegi techniczne i organizacyjne.

3. Najistotniejszymi działaniami technicznymi i organizacyjnymi, które przyczyniły się do redukcji emisji CO₂ były

✧ zmiany w strukturze paliw, takie jak:

✧ wprowadzanie paliw uznawanych za zero-emisyjne pod względem CO₂ – biomasa – głównie duże instalacje – elektrownie i elektrociepłownie, ale również mniejsze ciepłownie i kotłownie,

✧ wprowadzanie paliw o niskim wskaźniku emisyjności (paliwa gazowe);

✧ zwiększenie udziału paliw niskoemisyjnych pod względem CO₂ lub uznawanych za zero-emisyjne pod względem CO₂, w stosunku do całkowitego wsadu paliwowego,

✧ zwiększenie sprawności wytwarzania energii – poprawa wskaźnika ilości wytworzonej energii finalnej w stosunku do wsadu paliwowego.

4. Przeprowadzone badania wskazują, że w ankietowanych grupach przedsiębiorstw sektora energetycznego, na przestrzeni lat 2005–2011, miał miejsce trend spadkowy emisji głównych zanieczyszczeń pyłowo-gazowych, powstających przy konwersji paliw.

5. Znaczne redukcje osiągnięto po roku 2007 w zakresie takich zanieczyszczeń, jak dwutlenek siarki, tlenki azotu i pył. Ograniczenie emisji tych zanieczyszczeń jest przede

wszystkim efektem obniżenia dopuszczalnych progów standardów emisyjnych [3, 4, 5] oraz szeregu działań, tak organizacyjnych jak i przede wszystkim technicznych, podejmowanych w celu dostosowania się do nowych wymogów.

6. Sumaryczna emisja tlenku węgla dla wszystkich instalacji w badanym okresie przejawiała najmniejsze wahania poziomu. Generalnie zauważa się, że średnia emisja CO w tzw. I okresie rozliczeniowym EU ETS (lata 2005–2007) była mniejsza niż w latach 2008–2011 (4 lata II okresu rozliczeniowego). Wzrosła ona w grupie elektrowni, co jest przejawem pogorszenia sprawności wytwarzania energii, natomiast spadła w grupie elektrociepłowni i ciepłowni – dzięki podejmowanym działaniom technicznym i organizacyjnym, zmierzającym do zwiększenia sprawności konwersji energii.

Zasadnicze zmiany w emisji zanieczyszczeń do powietrza atmosferycznego w energetyce zawodowej w okresie 2005–2011 są efektem zmian w aktywności produkcji energii oraz koniecznością dostosowania instalacji do zaostrzających się normatywów emisyjnych dla takich zanieczyszczeń jak pył, SO₂ i NO_x. Niemniej jednak działania techniczne i organizacyjne – podejmowane przez prowadzących instalacje w celu redukcji emisji CO₂, jaką wymusza system handlu uprawnieniami do emisji (EU ETS) – mają również wpływ na ograniczenie emisji tych zanieczyszczeń. Próba oszacowania poziomu tej redukcji będzie przedmiotem dalszych badań.

Literatura

- [1] Polityka ekologiczna państwa w latach 2009–2012 z perspektywą do roku 2016. Ministerstwo Środowiska 2008.
- [2] Ustawa z dnia 20 lipca 1991 r. o Inspekcji Ochrony Środowiska (Dz. U. z 2007 r. Nr 44, poz. 287, z późn. zm.).
- [3] Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 4 sierpnia 2003 r. w sprawie standardów emisyjnych z instalacji (Dz. U. 2003 nr 163 poz. 1584).
- [4] Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 20 grudnia 2005 r. w sprawie standardów emisyjnych z instalacji (Dz. U. 2005 nr 260 poz. 2181 ze zm.).
- [5] Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 22 kwietnia 2011 r. w sprawie standardów emisyjnych z instalacji (Dz. U. 2011 nr 95 poz. 558).
- [6] Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2001/80/WE z dnia 23 października 2001 r. w sprawie ograniczenia emisji niektórych zanieczyszczeń do powietrza z dużych obiektów energetycznego spalania.
- [7] Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE z dnia 24 listopada 2010 r. w sprawie emisji przemysłowych.
- [8] Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2008/1/WE z dnia 15 stycznia 2008 r. dotycząca zintegrowanego zapobiegania zanieczyszczeniom i ich kontroli.
- [9] GUMUŁA, S. i PIASKOWSKA, M. 2009. Emisja dwutlenku węgla, a zagrożenie efektem cieplarnianym. *Polityka Energetyczna – Energy Policy Journal* t. 12, z. 2/2.
- [10] Komitet Nauk Geologicznych Polskiej Akademii Nauk – Stanowisko Komitetu Nauk Geologicznych Polskiej Akademii Nauk w sprawie zagrożenia globalnym ociepleniem.

- [11] BOBA, J., JURKA, T. i PASSIA, H. 2012. System handlu uprawnieniami do emisji jako narzędzie w walce z globalnym ociepleniem. *Prace Naukowe GIG. Górnictwo i Środowisko* t. 4.
- [12] Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2003/87/WE z dnia 13 października 2003 r. ustanawiającej system handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych we Wspólnocie oraz zmieniającej dyrektywę Rady 96/61/WE.
- [13] Ustawa z dnia 22 grudnia 2004 r. o handlu uprawnieniami do emisji do powietrza gazów cieplarnianych i innych substancji (Dz. U. 2004 nr 281 poz. 2784 ze zm.).
- [14] Ustawa z dnia 28 kwietnia 2011 r. o systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych (Dz.U. 2011 nr 122 poz. 695).
- [15] Rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 27 grudnia 2005 r. w sprawie przyjęcia Krajowego Planu Rozdziału Uprawnień do emisji dwutlenku węgla na lata 2005–2007 oraz wykazu instalacji czasowo wykluczonych ze wspólnotowego systemu handlu uprawnieniami do emisji w okresie od dnia 1 stycznia 2005 r. do dnia 31 grudnia 2007 r. (Dz. U. Nr 264, poz. 2206).
- [16] Rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 01.07.2008 r. sprawie przyjęcia Krajowego planu rozdziału uprawnień do emisji dwutlenku węgla na lata 2008–2012 dla wspólnotowego systemu handlu uprawnieniami do emisji (Dz. U. Nr 202, poz. 1248 ze zm.).
- [17] Energetyka ciepła w liczbach – 2011. Urząd Regulacji Energetyki, Warszawa.
- [18] ARE 2012 – Statystyka elektroenergetyki polskiej 2011. Warszawa 2012.
- [19] Ministerstwo Gospodarki, 2009 – Polityka energetyczna Polski do 2030 roku. Warszawa, 10 listopada 2009 r.
- [20] SZCZERBOWSKI, R. 2013. Bezpieczeństwo energetyczne Polski – mix energetyczny i efektywność energetyczna. *Polityka Energetyczna – Energy Policy Journal* t. 16, z. 4.
- [21] KALISKI, M., SZURLEJ, A. i GRUDZIŃSKI, Z. 2013. Węgiel i gaz ziemny w produkcji energii elektrycznej Polski i UE. *Polityka Energetyczna – Energy Policy Journal* t. 15 z. 4.
- [22] CHMIELNIAK, T. 2011. Szanse i bariery w rozwoju technologii energetycznych paliw kopalnych. *Polityka Energetyczna – Energy Policy Journal* t. 14, z. 2.
- [23] BARCHAŃSKI, B. 2010. A jednak węgiel to terazniejszość i przyszłość energetyki. *Polityka Energetyczna – Energy Policy Journal* t. 13 z. 2.
- [24] Ustawa z dnia 27 kwietnia 2001 r. Prawo ochrony środowiska (Dz. U. 2008 nr 25 poz. 150 z późn. zm.).
- [25] Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 26 czerwca 2002 r. w sprawie wzorów wykazów zawierających informacje i dane o zakresie korzystania ze środowiska i sposobu ich przedstawiania (Dz. U. 2003 nr 113 poz. 1075 ze zm.).
- [26] Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 15 grudnia 2005 r. w sprawie wzorów wykazów zawierających informacje i dane o zakresie korzystania ze środowiska oraz o wysokości należnych opłat i sposobu przedstawiania tych informacji i danych (Dz. U. 2005 nr 252, poz. 2128).
- [27] Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 18 czerwca 2009 r. w sprawie wzorów wykazów zawierających informacje i dane o zakresie korzystania ze środowiska oraz o wysokości należnych opłat (Dz. U. 2009 nr 97 poz. 816).
- [28] Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 4 listopada 2008 r. w sprawie wymagań w zakresie prowadzenia pomiarów wielkości emisji oraz pomiarów ilości pobieranej wody (Dz. U. 2008 Nr 206 poz. 1291).
- [29] Materiały informacyjno-instruktażowe Ministra Ochrony Środowiska, Zasobów Naturalnych i Leśnictwa. Seria 1/96. Warszawa 1981.

- [30] Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 12 stycznia 2006 r. w sprawie sposobu monitorowania wielkości emisji substancji objętych wspólnotowym systemem handlu uprawnieniami do emisji (Dz. U. Nr 16, poz. 124).
- [31] Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 12 września 2008 r. w sprawie sposobu monitorowania wielkości emisji substancji objętych wspólnotowym systemem handlu uprawnieniami do emisji (Dz. U. Nr 183, poz. 1142).
- [32] <http://ec.europa.eu/environment/ets/>
- [33] GUS 2007 – Ochrona Środowiska 2007.
- [34] GUS 2008 – Ochrona Środowiska 2008.
- [35] GUS 2009 – Ochrona Środowiska 2009.
- [36] GUS 2010 – Ochrona Środowiska 2010.
- [37] GUS 2011 – Ochrona Środowiska 2011.
- [38] GUS 2012 – Ochrona Środowiska 2012.
- [39] GUS 2013 – Ochrona Środowiska 2013.
- [40] BOBA, J., STAŃCZYK, K. i JURKA, T. 2012. Praca statutowa Głównego Instytutu Górniczego, Badania wpływu strategii ograniczania emisji CO₂ na zmiany wielkości emisji innych zanieczyszczeń gazowych oraz zanieczyszczeń pyłowych w sektorze energetycznym w Polsce. Katowice (nieopublikowana).

Jacek BOBA, Tomasz JURKA, Henryk PASSIA

Emissions of gas and dust pollutants in the national power industry from 2005–2011 – results of questionnaire survey

Abstract

The paper analyzes the changes in the levels of emissions of the main dust and gas substances released from stationary sources, in particular those installed in power plants, combined heat and power, and heating plants. The paper begins with the geopolitical and historical background of pollutants emissions in the Polish power industry. The analysis then introduces the most relevant legal requirements relating to the protection of atmospheric air, determining the course of activities undertaken by operators aimed at meeting those emission standards.

Poland's accession to the European Union brings with it the need to adopt the atmospheric protection standards that are legally binding within the Community. One instrument of vital importance to the protection of the atmosphere is the system of emissions trading (called EU ETS) which, since 2005, has been the most important mechanism in the European Union in the struggle against greenhouse gas emissions (in particular carbon dioxide). Poland, uniquely among European Union members, has a structure of primary energy structure wherein more than 80% of production is based on fossil fuels, causing relatively high rates of basic dust and gas emissions.

Under the auspices of a project prepared for the Central Mining Institute, a survey was conducted in order to gather information on the changes in emissions of major dust and gas pollutants by energy-producing companies in the years 2005–2011 (from the beginning of the operation of the emissions trading scheme). The results of the research made it possible to identify the main causes of changes in the emissions of these substances. These changes stemmed from the energy companies' implementation of technical and organizational measures to meet increasingly stringent emissions standards set out in the current legislation. This has meant gradual changes in the structure of fuels, such as biomass and natural gas, which are characterized by lower levels of carbon emissions. The actions undertaken by energy companies to reduce CO₂ emissions also affect the emissions of other substances into the air.

KEY WORDS: emissions, atmosphere, energy, emissions trading