

OCENA EFEKTÓW MODERNIZACJI SYSTEMU OCZYSZCZANIA I EWAKUACJI SPALIN NA WYBRANYCH PRZYKŁADACH

Robert OLENIACZ, Marcelina GROBORZ, Michał OŻÓG
AGH Akademia Górniczo-Hutnicza, Wydział Geodezji Górniczej i Inżynierii Środowiska
Katedra Kształtowania i Ochrony Środowiska
al. Mickiewicza, 30-059 Kraków
oleniacz@agh.edu.pl

STRESZCZENIE

W pracy przedstawiono ocenę zmian wielkości emisji i wpływu na jakość powietrza wynikających z przeprowadzonych modernizacji systemów oczyszczania spalin i sposobu ich odprowadzania w dwóch krajowych elektrowniach. Modernizacje te polegały na dobudowaniu dla niektórych kotłów instalacji odsiarczania spalin oraz zastosowaniu do odprowadzenia odsiarczonych spalin osobnych kominów o wysokości 120 m. Na podstawie przeprowadzonych obliczeń i analiz stwierdzono, że zmiana efektywnej wysokości niektórych emitorów (pozornego punktu emisji), wynikająca m.in. z pozostawienia w eksploatacji dotychczasowych emitorów przy zmniejszonym ich obciążeniu spalinami spowodowała, iż uzyskany efekt redukcji emisji niektórych substancji zanieczyszczających nie przełożył się na analogiczne obniżenie ich stężeń w powietrzu.

1. Wstęp

Energetyczne spalanie węgla, realizowane w dużej skali, jest źródłem powstawania znacznych ilości spalin, które po częściowym oczyszczeniu odprowadzane są do powietrza atmosferycznego [1]. Substancje zanieczyszczające zawarte w tych spalinach powodują pogorszenie jakości powietrza w rejonie oddziaływania tego typu obiektów w stopniu zależnym od wielkości emisji, parametrów gazów odlotowych, położenia i wymiarów geometrycznych emitorów oraz szeregu czynników topograficznych i meteorologicznych [2]. Podejmowane działania mające na celu ograniczenie wielkości emisji zanieczyszczeń do powietrza powodują z reguły zmniejszenie ich stężeń w powietrzu. Niektóre z tych działań, oparte na zastosowaniu wtórnych metod ograniczenia emisji (np. modernizacji systemu oczyszczania spalin), mogą jednak wiązać się także ze zmianą niektórych parametrów gazów odlotowych i sposobu ich odprowadzania do powietrza atmosferycznego, wpływając na efektywną wysokość emitora (pozorny punkt emisji).

W związku z koniecznością wdrażania najlepszych dostępnych technik w zakresie ograniczania emisji zanieczyszczeń z dużych obiektów energetycznego spalania paliw [3] oraz zastrzaniem się standardów emisyjnych dla tego typu obiektów [4, 5] i innych regulacji unijnych, związanych np. z europejskim systemem handlu emisjami [6], w krajowej energetyce zawodowej, opartej głównie na spalaniu węgla kamiennego i brunatnego [7], zostały zrealizowane, są prowadzone lub planowane liczne inwestycje umożliwiające jej dalsze funkcjonowanie w zgodzie z obowiązującymi przepisami prawnymi. Zaliczyć do nich należy modernizacje lub zmiany systemów spalania i oczyszczania spalin, w tym budowę instalacji odsiarczania spalin, instalacji odazotowania spalin oraz wychwytywania i składowania CO₂ [8–11].

Najczęściej realizowanymi w ostatnich latach inwestycjami tego typu w Polsce była budowa kotłów fluidalnych oraz zabudowa suchych, mokrych lub półsuchych instalacji odsiarczania spalin dla kotłów pyłowych [12–17]. Wiązały się one czasem z koniecznością modernizacji systemu ewakuacji spalin, w tym np. z wykorzystaniem do odprowadzania wychłodzonych spalin (odsiarczonych metodą mokrą) chłodni kominowych (Elektrownia Jaworzno III) lub wykonaniem nowego komina, pracującego np. w systemie „mokrym”, co upraszczało układ przepływu spalin i obniżało nakłady inwestycyjne i koszty remontowe.

Jak wynika z art. 30 ust. 1 Dyrektywy 2010/75/UE w sprawie emisji przemysłowych [4], gazy odlotowe z obiektów energetycznego spalania odprowadza się w sposób kontrolowany za pomocą komina o co najmniej jednym przewodzie kominowym, którego wysokość jest obliczana w taki sposób, aby zabezpieczać zdrowie ludzi oraz środowisko. Zastosowanie chłodni kominowych w charakterze emitorów dla odsiarczonych spalin przeważnie nie powoduje pogorszenia warunków rozprzestrzeniania się smug emitowanych zanieczyszczeń i może stanowić nawet korzystniejsze rozwiązanie niż ich emisja przez dużo wyższe tradycyjne kominy [18, 19], co jest coraz częściej brane pod uwagę przy budowie nowych bloków energetycznych w Polsce na parametry nadkrytyczne (już istniejący blok CFB 460 MW_e Elektrowni Łagisza, czy nowo planowane bloki Elektrowni: Opole, Ostrołęka, Turów, itp.). Podczas budowy nowych instalacji odsiarczania spalin dla istniejących bloków energetycznych lub modernizacji już istniejących tego typu instalacji rozpatrywane jest też zastosowanie dodatkowych kominów jedno- lub wieloprzewodowych, często dużo niższych niż dotychczas eksploatowane emitory. Towarzyszyć temu powinna optymalizacja ich wymiarów (wysokości i średnicy wylotowej) m.in. pod kątem minimalizacji wpływu emitowanych zanieczyszczeń na jakość powietrza. Zakładając, że został w tym zakresie osiągnięty pewien kompromis i otrzymano odpowiednio wysoką prędkość gazów na wylocie z emitora, rekompensującą w wystarczającym stopniu obniżenie jego wysokości i ewentualnie też temperatury spalin, możliwe jest w efekcie uzyskanie podobnych stężeń zanieczyszczeń powodowanych w powietrzu przy powierzchni terenu, choć już niekoniecznie z maksimami występującymi w tej samym miejscu.

Podstawowy problem pojawia się jednak w przypadku, gdy wraz z zastosowaniem nowego emitora nie są wyłączone z ruchu istniejące kominy jednoprzewodowe, poprzez które nadal odprowadzane są spaliny z pozostałych bloków energetycznych (kotłów), nie objętych reorganizacją sposobu odprowadzania spalin. Czasami jest to tylko sytuacja przejściowa, ale może ona też stanowić kuszącą alternatywę dla trwałego wyłączenia z eksploatacji niektórych emitorów, uniemożliwiającego w praktyce ich ponowne wykorzystanie w przyszłości. Wzrost liczby eksploatowanych przewodów kominowych przy tym samym łącznym strumieniu odprowadzanych spalin powoduje jednak obniżenie średniej prędkości gazów na wylocie z tych emitorów (w ujęciu sumarycznym) i dodatkowe konsekwencje w postaci zmiany charakteru wpływu tych emitorów na jakość powietrza. Najczęściej skutkuje to zwiększeniem maksymalnych wartości stężeń zanieczyszczeń powodowanych w powietrzu (dla wszystkich czasów uśredniania) oraz zmniejszeniem zasięgu oddziaływania emitowanych smug (maksima stężeń pojawiają się w mniejszej odległości od emitorów). Jeśli tego typu reorganizacja systemu ewakuacji spalin jest związana z jednoczesnym ograniczeniem emisji niektórych zanieczyszczeń do powietrza (np. dwutlenku siarki w przypadku budowy instalacji odsiarczania spalin), może to w pewnym stopniu zniwelować jej ww. niekorzystne skutki w zakresie tych zanieczyszczeń. Z drugiej strony osiągnięta redukcja emisji może zostać nieodzwierciedlona w poprawie jakości powietrza w bezpośrednim sąsiedztwie tego obiektu.

W niniejszej pracy przedstawiono analizę ww. problemu na przykładzie dwóch krajowych elektrowni, w których zastosowano modernizację systemów oczyszczania i ewakuacji spalin z okresowym pozostawieniem w eksploatacji większej liczby emitorów.

2. Charakterystyka badanych obiektów i metodyka badań

Zbiornicze zestawienie podstawowych informacji dotyczących badanych obiektów w analizowanych okresach zamieszczono w tabeli 1. W obydwu przypadkach modernizacji systemów oczyszczania spalin polegały na zastosowaniu dla co najmniej połowy kotłów nowych instalacji odsiarczania spalin (metoda półsucha lub mokra) z odprowadzeniem odsiarczonych gazów odlotowych poprzez nowy komin dwuprzewodowy o wysokości 120 m. O ile w przypadku Elektrowni „A” był to komin o porównywalnej wysokości jak dotychczas eksploatowane, to w przypadku Elektrowni „B” był to komin dużo niższy.

Tabela 1. Charakterystyka obiektów badań i analizowanych wariantów

Parametr	Elektrownia „A”	Elektrownia „B”
Podstawowe spalane paliwo	węgiel kamienny	węgiel kamienny
Moc elektryczna zainstalowana	490 MW _e	1775 MW _e
Rodzaje kotłów eksploatowanych w analizowanym okresie	OP-230 (5 szt.) OP-210 M (4 szt.)	OP-650k-011 (4 szt.) OP-650k-012 (4 szt.)
Sposób oczyszczania spalin: – przed modernizacją – po modernizacji	tyko EF* EF* (spaliny z wszystkich kotłów) + IOS-P** (spaliny z 6 kotłów, w tym 5 na raz)	IOS-P**** (tylko spaliny z 4 kotłów) + EF* IOS-P**** (część spalin z 4 kotłów) + EF* + IOS-M***** (tylko spaliny z 4 kotłów)
Liczba (wymiary: h/d) emitorów: – przed modernizacją – po modernizacji	2 (E1: 122,5/3 m; E2: 120/6 m) 3 (j.w. + E3: 120/2×3,9 m)	2 (E1: 260/8,8 m; E2: 300/10 m) 3 (j.w. + E3: 120/2×6,95 m)
Średnia temperatura gazów odlotowych	E1 i E2: 413 K E3: 353 K	E1 i E2: 395 K E3: 326 K
Średnia prędkość wylotowa spalin w analizowanym okresie: – przed modernizacją – po modernizacji	E1: 13,5 m/s; E2: 20,0 m/s E1: 16,4 m/s; E2: 3,9 m/s; E3: 16,9 m/s	E1: 13,5 m/s; E2: 8,2 m/s E1: 5,7 m/s; E2: 8,7 m/s; E3: 9,8 m/s
Produkcja energii brutto w analizowanym okresie: – przed modernizacją – po modernizacji	2 622 697 MWh/rok 1 317 575 MWh/rok	9 748 176 MWh/rok 8 778 431 MWh/rok

* EF – elektrofiltr

** IOS-P – instalacja odsiarczania spalin metodą półsuchą (oparta na reaktorze z cyrkulacyjnym złożem fluidalnym zasilanym wapnem hydratyzowanym Ca(OH)₂ i filtrze tkaninowym)

*** IOS-P – instalacja odsiarczania spalin metodą półsuchą (oparta na podawaniu mączki kamienia wapiennego Ca(CO₃)₂ do kotła i zastosowaniu dodatkowego zraszacza spalin przed elektrofiltrem)

**** IOS-M – instalacja odsiarczania spalin metodą mokrą (oparta na absorberze zasilanym zawiesziną kamienia wapiennego Ca(CO₃)₂ z produktem końcowym w postaci gipsu)

Przeanalizowano dwa całoroczne okresy pracy obydwu tych elektrowni, obejmujące lata kalendarzowe bezpośrednio poprzedzające i następujące po roku, w którym przeprowadzono modernizację. W analizach tych wykorzystano m.in. dane pomiarowe pochodzące z systemu ciągłego monitoringu wielkości emisji, zastosowanego dla poszczególnych kotłów lub emitorów. Spośród emitowanych substancji zanieczyszczających

analizami objęto dwutlenek siarki (SO₂), tlenki azotu w przeliczeniu na dwutlenek azotu (NO₂) oraz pył. Ocena wpływu rozpatrywanych obiektów na jakość powietrza dla obydwu rozpatrywanych okresów obliczeniowych została wykonana zgodnie z rozporządzeniem Ministra Środowiska z dnia 26 stycznia 2010 r. w sprawie wartości odniesienia dla niektórych substancji w powietrzu [20]. Obliczenia rozprzestrzeniania się zanieczyszczeń w powietrzu wykonano w regularnej siatce receptorów w obszarze o wymiarach: 12×12 km (Elektrownia „A”) oraz 20×20 km (Elektrownia „B”). W obliczeniach tych uwzględniono miesięczne zróżnicowanie wielkości emisji i parametrów gazów odlotowych z poszczególnych emitorów i ich wzajemną równoległość pracy oraz sezonowe (letnie i zimowe) statystyki danych meteorologicznych reprezentatywnych dla danego rejonu. Dla każdego emitora wydzielono też przynajmniej jeden wariant z emisją maksymalną dobową danej substancji w ciągu roku.

Jak wynika z danych zamieszczonych w tabeli 1, podczas analizowanego okresu po modernizacji systemu oczyszczania spalin w przypadku obydwu elektrowni pozostawiono w eksploatacji pozostałe (dotychczasowe) emitory, odprowadzając poprzez nie średnio mniejsze strumienie objętości spalin, co skutkowało obniżeniem prędkości gazów na wylocie z tych emitorów. Dla nowych emitorów prędkości te zostały w miarę zoptymalizowane, dostosowując ich powierzchnie wylotowe do parametrów gazów odlotowych (w tym ich niższej temperatury). Po modernizacji wystąpiło także pewne ograniczenie wielkości produkcji energii w stosunku do analizowanego okresu sprzed modernizacji (szczególnie duże w Elektrowni „A”), co stanowiło dodatkowy czynnik zmniejszający sumaryczny strumień odprowadzanych spalin. Wymienione ograniczenie wielkości produkcji i związane z nim zmniejszenie ilości spalonego węgla oraz czasów pracy kotłów mogły przełożyć się na dodatkową redukcję rocznej emisji zanieczyszczeń w stosunku do emisji występującej w analizowanym okresie sprzed modernizacji systemu oczyszczania spalin (nie wynikającą z działania nowej instalacji odsiarczania spalin). W związku z powyższym zmiany wielkości emisji zostały dodatkowo przeanalizowane z wykorzystaniem wskaźników emisji odniesionych do ilości produkowanej energii całkowitej brutto.

3. Wyniki badań

3.1. Ocena zmian wielkości emisji

Zbiorcza ocena zmian wielkości emisji wynikających z dokonanych modernizacji systemu oczyszczania spalin dla poszczególnych elektrowni została przedstawiona w tabelach 2 i 3.

Tabela 2. Ocena zmian wielkości emisji zanieczyszczeń dla Elektrowni „A”

Rodzaj substancji	Emisja [Mg/rok]		
	przed modernizacją	po modernizacji	zmiana [%]
SO ₂	20 860	4 357	-79,1
NO ₂	5 054	2 632	-47,9
Pył	772	138	-82,2
Rodzaj substancji	Emisja [kg/MWh]		
	przed modernizacją	po modernizacji	zmiana [%]
SO ₂	7,954	4,744	-40,3
NO ₂	1,927	1,993	3,4
Pył	0,294	0,155	-47,5

Tabela 3. Ocena zmian wielkości emisji zanieczyszczeń dla Elektrowni „B”

Rodzaj substancji	Emisja, Mg/rok		
	Przed modernizacją	Po modernizacji	Zmiana, %
SO ₂	43 045	18 643	-56,7
NO ₂	17 479	15 128	-13,4
Pył	1 942	775	-60,1
Rodzaj substancji	Emisja, kg/MWh		
	Przed modernizacją	Po modernizacji	Zmiana, %
SO ₂	4,416	2,124	-51,9
NO ₂	1,793	1,723	-3,9
Pył	0,199	0,088	-55,8

Z uwagi na fakt, że w nowo wybudowanych instalacjach odsiarczania spalin nie mogły być odsiarczane spaliny z wszystkich kotłów, uzyskano pewne redukcje całkowitych rocznych emisji SO₂ i pyłu, ale na poziomie mniejszym niż wynikałoby to ze wzrostu skuteczności usuwania tych substancji z gazów odlotowych w wyniku zastosowania tych instalacji np. dla całego strumienia spalin.

W przypadku Elektrowni „A”, w której wykorzystano półsuchą metodę odsiarczania spalin z wyłapaniem stałych produktów procesu w dodatkowym filtrze tkaninowym, znacznemu obniżeniu uległa nie tylko emisja SO₂ (wcześniej spaliny w ogóle nie były odsiarczane), ale także pyłu. Podobnie było w przypadku Elektrowni „B”, w której dodatkowy efekt odpylania uzyskany został w wyniku zastosowania mokrej metody odsiarczania spalin. Z uwagi na pewne różnice w wielkości produkcji energii występujące w obydwu analizowanych okresach (większe w przypadku Elektrowni „A” i mniejsze w przypadku Elektrowni „B”), bardziej reprezentatywną informację stanowi redukcja wskaźników emisji odniesionych do wielkości produkcji. W przypadku Elektrowni „A” redukcję wskaźnika emisji SO₂ uzyskano na poziomie ok. 40%, a przypadku Elektrowni „B” na poziomie nieco ponad 50% (w stosunku do wskaźnika emisji występującego przed wybudowaniem nowych instalacji odsiarczania spalin). Analogiczna redukcja wskaźnika emisji pyłu w przypadku Elektrowni „A” i „B” wyniosła odpowiednio 48 i 56%. Wskaźnik emisji NO_x (w przeliczeniu na NO₂) nie uległ istotnym zmianom. Nieznaczne jego zmniejszenie można zaobserwować tylko w przypadku Elektrowni „B”. W przypadku Elektrowni „A” otrzymano wprawdzie wyraźne zmniejszenie całkowitej rocznej emisji NO₂, ale było to efektem zmniejszenia wielkości produkcji w analizowanym okresie.

3.2. Ocena zmian wpływu na jakość powietrza

Uzyskane w wyniku obliczeń, przeprowadzonych dla obydwu rozpatrywanych okresów obliczeniowych, maksymalne i średnie obszarowe stężenia poszczególnych zanieczyszczeń powodowane w powietrzu przy powierzchni terenu przez analizowane elektrownie porównano ze sobą w tabelach 4-7. Stężenia te odniesiono także do odpowiednich wartości odniesienia: 1-godzinnych (D₁) i średniorocznych (D_a) [20].

Jak wynika z przedstawionych wyników obliczeń, maksima stężeń 1-godzinnych w powietrzu, związanych z najbardziej niekorzystnymi sytuacjami meteorologicznymi i wariantami emisyjnymi, po przeprowadzonych modernizacjach systemu oczyszczania i ewakuacji spalin dla większości substancji przeważnie wzrosły (w przypadku stężeń NO₂ ponad dwukrotnie).

Tabela 4. Ocena zmian maksymalnych wartości stężeń powodowanych w powietrzu przy powierzchni terenu przez Elektrownię „A”

Rodzaj substancji	$S_{1\max}^*$	$S_{99,8/99,726\max}^{**}$		$S_{a\max}^{***}$	
	$\mu\text{g}/\text{m}^3$	$\mu\text{g}/\text{m}^3$	% D_1	$\mu\text{g}/\text{m}^3$	% D_a
Przed modernizacją					
SO ₂	358,7	230,2	65,8	9,62	48,1
NO ₂	76,9	55,9	27,9	2,16	5,4
Pył zaw. PM10	9,77	3,77	1,35	0,13	0,33
Po modernizacji					
SO ₂	594,1	263,3	75,3	9,12	45,6
NO ₂	173,1	106,8	53,4	4,04	10,1
Pył zaw. PM10	32,1	3,87	1,38	0,12	0,30
Zmiana [%]					
SO ₂	65,6	14,4		-5,2	
NO ₂	125,0	91,0		87,0	
Pył zaw. PM10	228,8	2,7		-7,7	

* - maksymalne stężenie 1-godzinne

** - maksymalny 99,8- lub 99,726-percentyl ze stężeń uśrednionych dla 1 godziny w okresie roku (percentyl $S_{99,8}$ dotyczy NO₂ i pyłu zaw. PM10, a percentyl $S_{99,726}$ dotyczy SO₂)

*** - maksymalne stężenie średnioroczne

Tabela 5. Ocena zmian średnich obszarowych stężeń średniorocznych w powietrzu powodowanych w przyjętym obszarze obliczeniowym przez Elektrownię „A”

Rodzaj substancji	Stężenie średnie obszarowe uśrednione dla okresu roku, $\mu\text{g}/\text{m}^3$		
	przed modernizacją	po modernizacji	Zmiana, %
SO ₂	3,25 (16,2% D_a)	1,65 (8,2% D_a)	-49,3
NO ₂	0,73 (1,8% D_a)	0,87 (2,2% D_a)	20,3
Pył zaw. PM10	0,045 (0,11% D_a)	0,022 (0,05% D_a)	-51,4

Tabela 6. Ocena zmian maksymalnych wartości stężeń powodowanych w powietrzu przy powierzchni terenu przez Elektrownię „B”

Rodzaj substancji	$S_{1\max}^*$	$S_{99,8/99,726\max}^{**}$		$S_{a\max}^{***}$	
	$\mu\text{g}/\text{m}^3$	$\mu\text{g}/\text{m}^3$	% D_1	$\mu\text{g}/\text{m}^3$	% D_a
Przed modernizacją					
SO ₂	337,5	253,7	72,5	5,62	28,1
NO ₂	127,0	104,5	52,3	2,28	5,7
Pył zaw. PM10	7,79	5,58	1,99	0,13	0,33
Po modernizacji					
SO ₂	422,7	185,3	52,9	4,55	22,8
NO ₂	271,8	173,0	86,5	5,93	14,8
Pył zaw. PM10	4,95	3,51	1,25	0,10	0,25
Zmiana, %					
SO ₂	25,2	-27,0		-19,0	
NO ₂	114,1	65,5		160,1	
Pył zaw. PM10	-36,5	-37,1		-23,1	

* - maksymalne stężenie 1-godzinne

** - maksymalny 99,8- lub 99,726-percentyl ze stężeń uśrednionych dla 1 godziny w okresie roku (percentyl $S_{99,8}$ dotyczy NO₂ i pyłu zaw. PM10, a percentyl $S_{99,726}$ dotyczy SO₂)

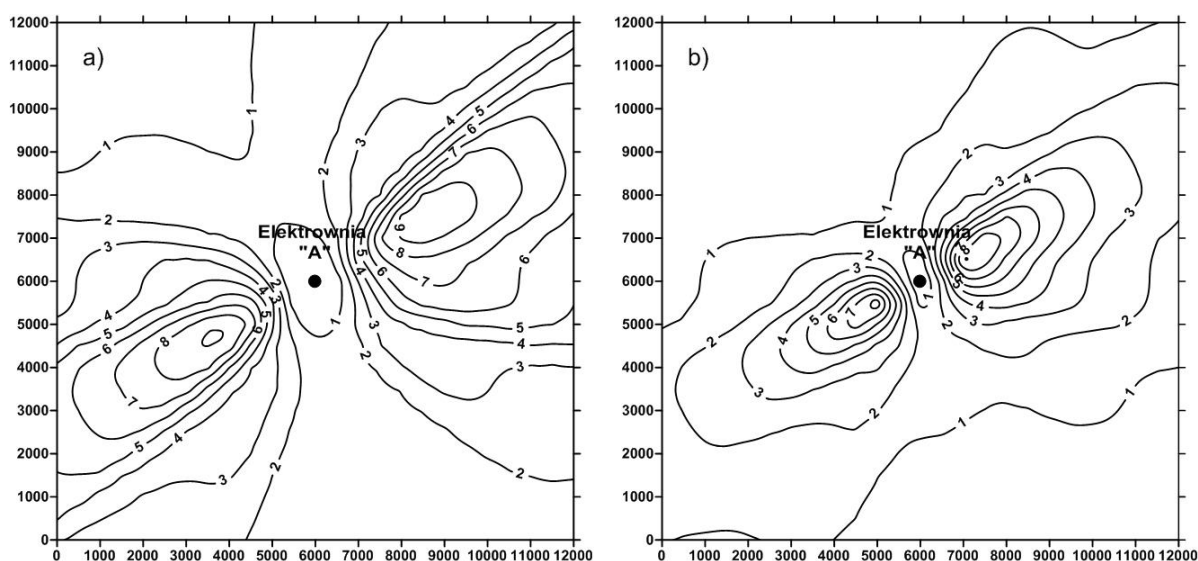
*** - maksymalne stężenie średnioroczne

Wyjątek stanowią jedynie otrzymane dla Elektrowni „B” maksymalne wartości stężeń 1-godzinnych pyłu zawieszonego PM10, które uległy obniżeniu o ok. 37% oraz najwyższe wartości 99,7-percentyla ze stężeń SO₂ uśrednionych dla 1 godziny w okresie roku, które uległy obniżeniu o ok. 27% (tabela 6).

Tabela 7. Ocena zmian średnich obszarowych stężeń średniorocznych w powietrzu powodowanych w przyjętym obszarze obliczeniowym przez Elektrownię „B”

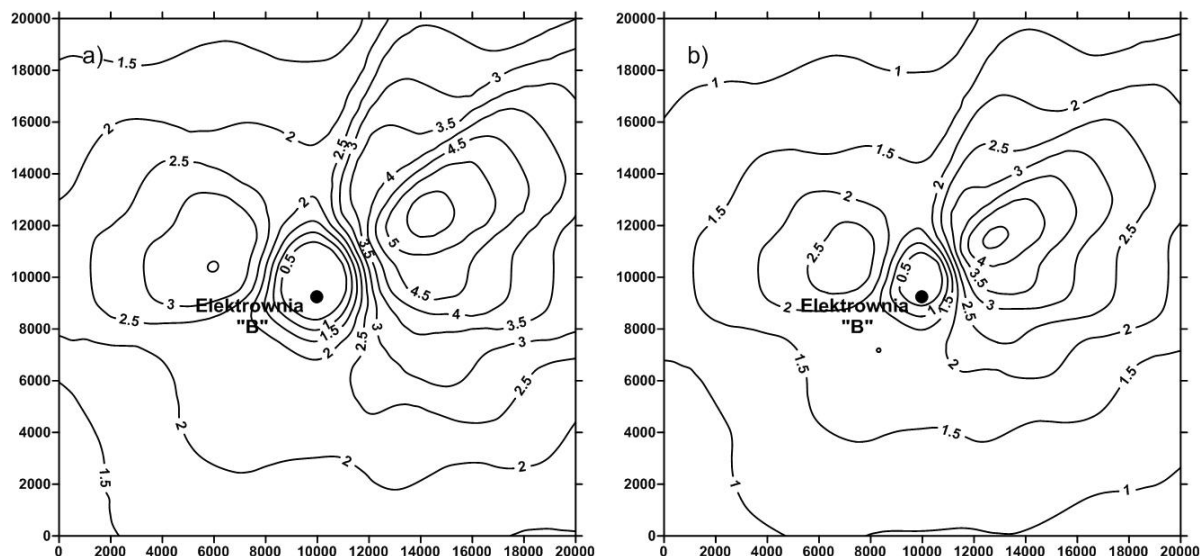
Rodzaj substancji	Stężenie średnie obszarowe uśrednione dla okresu roku, $\mu\text{g}/\text{m}^3$		
	przed modernizacją	po modernizacji	Zmiana, %
SO ₂	2,48 (12,4% D _a)	1,66 (8,3% D _a)	-33,0
NO ₂	1,01 (2,5% D _a)	1,61 (4,0% D _a)	60,0
Pył zaw. PM10	0,056 (0,14% D _a)	0,033 (0,08% D _a)	-40,4

W przypadku obydwu elektrowni maksymalne i średnie obszarowe wartości stężeń średniorocznych w powietrzu SO₂ i pyłu zawieszonego PM10 uległy pewnemu obniżeniu, ale w stopniu istotnie mniejszym niż mogłoby to wynikać z redukcji ich całkowitej rocznej emisji do powietrza. Szczególnie w niewielkim stopniu (tylko o kilka procent) obniżyły się dwa lokalne maksima stężeń średniorocznych tych substancji w powietrzu generowane przez Elektrownię „A”, które dodatkowo zmieniły swoją lokalizację względem zakładu, występując po modernizacji systemu oczyszczania i ewakuacji spalin dwukrotnie (o ok. 1,5 km) bliżej niż przed tą modernizacją (rys. 1).



Rys. 1. Przestrzenne rozkłady stężeń średniorocznych SO₂ w powietrzu [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]
– uzyskane dla Elektrowni „A” przed modernizacją (a) i po modernizacji (b)
systemu oczyszczania i ewakuacji spalin

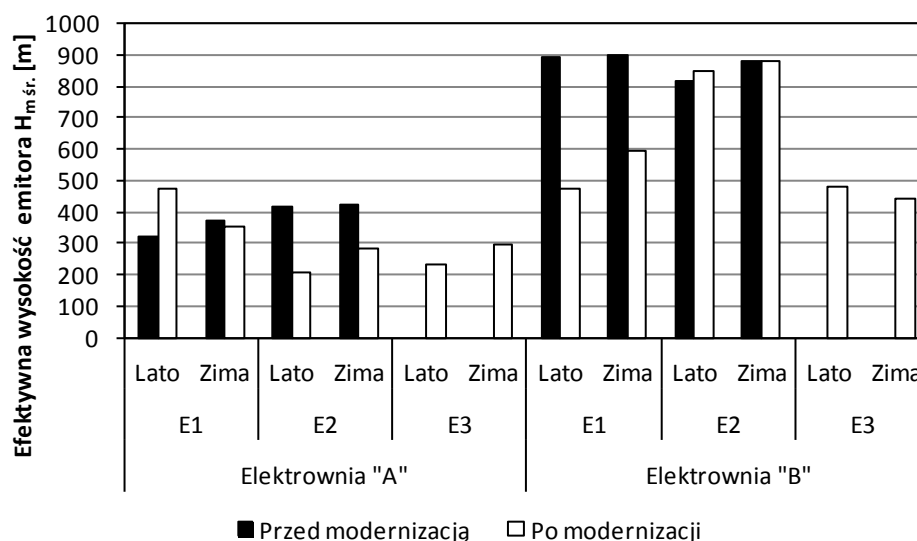
W przypadku Elektrowni „B” lokalne maksima stężeń średniorocznych także znacznie przybliżyły się do zakładu (rys. 2), ale wartości tych maksimów uległy już bardziej istotnemu obniżeniu w stosunku do sytuacji sprzed modernizacji systemu oczyszczania i ewakuacji spalin (o ok. 20% w przypadku większego z maksimów tych stężeń, położonego na północny-wschód od elektrowni).



Rys. 2. Przestrzenne rozkłady stężeń średniorocznych SO_2 w powietrzu [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]
 – uzyskane dla Elektrowni „B” przed modernizacją (a) i po modernizacji (b)
 systemu oczyszczania i ewakuacji spalin

Zaobserwowany dla obydwu analizowanych elektrowni wzrost stężeń NO_2 w powietrzu przy powierzchni terenu dotyczy także stężeń uśrednionych dla okresu roku. Wzrost ten jest szczególnie istotny w przypadku Elektrowni „B”. Maksimum stężeń średniorocznych NO_2 po przeprowadzeniu modernizacji systemu oczyszczania i ewakuacji spalin zwiększyło się tutaj o ok. 160%, a ich wartość średnia dla przyjętego obszaru obliczeniowego (20×20 km) – o ok. 60%. Z uwagi na fakt, że w wyniku tej modernizacji roczna wielkość emisji NO_2 z Elektrowni „B” uległa w rozpatrywanym okresie pewnemu obniżeniu (o ok. 14%), tak znaczne zwiększenie powodowanych w powietrzu stężeń tej substancji świadczy o istotnym pogorszeniu się warunków propagacji smug emitowanych zanieczyszczeń (spadku prędkości wylotowej i wyniesienia gazów ponad wylot istniejących emitorów). W pewnym stopniu jest ono także rezultatem zastosowania dodatkowego, dużo niższego emitora i obniżenia się temperatury spalin po ich odsiarczeniu metodą mokrą. Średnie efektywne wysokości poszczególnych emitorów (pozorne punkty emisji) towarzyszące najwyższym ze stężeń maksymalnych rozpatrywanych zanieczyszczeń powodowanych w powietrzu przy powierzchni terenu, otrzymane dla analizowanych okresów obliczeniowych w sezonie letnim i zimowym, porównano ze sobą na rys. 3.

W przypadku Elektrowni „A” wzrost stężeń średniorocznych NO_2 w powietrzu teoretycznie nie był tak znaczny, jak w przypadku Elektrowni „B”, ale wynika to po części z redukcji rocznej emisji tej substancji w związku ze zmniejszeniem się wielkości produkcji. Tutaj także nastąpiło istotne pogorszenie się wyniesienia gazów odlotowych (obniżenie pozornego punktu emisji), zwłaszcza w przypadku emitora E2 (rys. 3).



Rys. 3. Średnia efektywna wysokość poszczególnych emitorów ($H_{m\ sr.}$) towarzysząca najwyższym ze stężeń maksymalnych SO_2 , NO_2 i pyłu zawieszonego PM_{10} powodowanych w powietrzu przy powierzchni terenu, otrzymana dla analizowanych okresów obliczeniowych

4. Wnioski

Na podstawie przeprowadzonych obliczeń i analiz wyciągnięto następujące wnioski:

1. Działania inwestycyjno-modernizacyjne, ingerujące w sposób odprowadzania gazów odlotowych do powietrza atmosferycznego z istniejących źródeł emisji, mogą w bardzo istotny sposób zmieniać ich wpływ na jakość powietrza, przez co działania te powinny być wcześniej poddane odpowiedniej ocenie pod tym kątem. W ocenie tej należy uwzględnić wszystkie źródła emisji i emitory objęte tymi działaniami.
2. Budowa nowych emitorów powinna być poprzedzona optymalizacją ich wymiarów geometrycznych m.in. pod kątem oczekiwanego stopnia i zasięgu oddziaływania na jakość powietrza. W przypadku przynajmniej częściowego zastąpienia nimi dotychczas funkcjonujących emitorów wskazane jest także zoptymalizowanie całego układu pod kątem prędkości wylotowej gazów i ich wysokości wyniesienia.
3. W analizowanych elektrowniach węglowych zastosowano nowoczesne instalacje odsiarczania spalin i uzyskano oczekiwany, wysoki stopień redukcji emisji dwutlenku siarki i pyłu ogółem. Pomimo tego wpływ tych obiektów na jakość powietrza nie uległ równie wyraźnemu zmniejszeniu, a w przypadku niektórych emitowanych substancji zanieczyszczających (NO_2) nawet się istotnie zwiększył.
4. Głównym czynnikiem powodującym wzrost stężeń zanieczyszczeń generowanych przez te elektrownie w powietrzu w wyniku dokonanych zmian w systemie oczyszczania i ewakuacji spalin było zmniejszenie średniej efektywnej wysokości emitorów w związku m.in. z zastosowaniem dodatkowego emitora o niezbyt dużej wysokości (120 m) oraz zwiększeniem całkowitej powierzchni wylotowej wszystkich emitorów przy zbliżonym lub mniejszym strumieniu objętości spalin (pogorszenie wyniesienia gazów odlotowych ponad wylot niektórych emitorów).
5. Skutkiem ubocznym tego typu działań jest także zmiana położenia lokalnych maksimów stężeń zanieczyszczeń powodowanych w powietrzu, a tym samym rejonów najbardziej zagrożonych oddziaływaniem emisji substancji zanieczyszczających z tych obiektów.

Literatura

1. Kucowski J., Laudyn D., Przekwas M.: Energetyka a ochrona środowiska. WNT, Warszawa 1997
2. Mazur M.: Systemy ochrony powietrza. Wyd. AGH, Kraków 2004
3. European Commission: Integrated Pollution Prevention and Control, Reference Document on Best Available Techniques for Large Combustion Plants. July 2006
4. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE z dnia 24 listopada 2010 r. w sprawie emisji przemysłowych (zintegrowane zapobieganie zanieczyszczeniom i ich kontrola). Dz. U. L 334 z 17.12.2010, s. 17
5. Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 22 kwietnia 2011 r. w sprawie standardów emisyjnych z instalacji. Dz. U. 2011, Nr 95, poz. 558
6. Badyda K., Lewandowski J.: Perspektywy eksploatacji zasobów polskiej energetyki w uwarunkowaniach emisyjnych wynikających z regulacji unijnych. Energetyka, 2010, R. 63, nr 12, 833–837
7. Soliński J., Gawlik J.: Rys historyczny, rozwój i stan obecny światowego i polskiego sektora energii. Energetyka, 2012, R. 65, nr 3–4, 142–149
8. Koniecznyński J.: Ochrona powietrza przed szkodliwymi gazami. Metody, aparatura i instalacje. Wyd. Politechniki Śląskiej. Gliwice 2004
9. Kordylewski W. (red.): Spalanie i paliwa. Oficyna Wydawnicza Politechniki Wrocławskiej, Wrocław 2008
10. Pronobis M.: Modernizacja kotłów energetycznych. WNT, Warszawa 2009
11. Pawlik M.: Nowe moce wytwórcze w Polsce w świetle unijnych regulacji. Energetyka, 2010, R. 63, nr 10, 578–582
12. Gostomczyk A.: Ocena programu ograniczania emisji SO₂ z energetyki. Materiały z IV Sympozjum „Ograniczanie emisji zanieczyszczeń do atmosfery” POL-EMIS’98. GSB IOŚ PZITS, IIOŚ Politechniki Wrocławskiej. Wyd. PZITS Nr 755, Szklarska Poreba 1998
13. Chmielewski A.G., Tymiński B., Pawelec A.: Radiacyjna metoda oczyszczania spalin – doświadczenia eksploatacyjne. W: Emisje – zagrożenie – ochrona powietrza (red. A. Musialik-Piotrowska, J.D. Rutkowski). IIOŚ Politechniki Wrocławskiej. Wyd. PZITS Nr 841, Wrocław 2004
14. Głomba M., Mazurek J.: Odsiarczanie spalin kotłowych w cyrkulacyjnym złożu fluidalnym – doświadczenia zagraniczne i krajowe. W: Aktualne problemy w ochronie powietrza atmosferycznego (red. A. Musialik-Piotrowska, J.D. Rutkowski). IIOŚ Politechniki Wrocławskiej. Wyd. PZITS Nr 880, Wrocław 2008
15. Korus A.: Instalacja Mokrego Odsiarczania Spalin w Elektrowni „RYBNIK” S.A. Energetyka Ciepła i Zawodowa, 2008, nr 4, 69–71
16. Karkocha J.: Metoda pól sucha odsiarczania spalin jako optymalne rozwiązanie dla energetyki ciepłowniczej. Materiały z Seminarium Ciepłowniczego, Poznań, 27-28 kwietnia 2010
17. Wiśniowski L., Wojdanowicz L., Lisik P.: Instalacje odsiarczania spalin w elektrowniach PKE S.A. – budowa, eksploatacja, remonty, modernizacje. Energetyka, 2010, R. 63, nr 8, 513-522
18. Mazur M., Michałowski B.: Wpływ emisji zanieczyszczeń z Elektrowni Jaworzno III na jakość powietrza. Inżynieria Środowiska, 2001, t. 6, z. 2, 333–357
19. Zwoździak J., Paciorek M., Trapp W.: Wpływ rozbudowy Elektrowni Opole na jakość powietrza. W: Budowa bloków 5 i 6 w PGE Elektrowni Opole SA - aspekty gospodarcze, środowiskowe i społeczne z uwzględnieniem potencjalnego oddziaływania transgranicznego (red. Cz. Rosik-Dulewska, G. Kusza). Katedra Ochrony Powierzchni Ziemi, Uniwersytet Opolski, Opole 2009
20. Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 26 stycznia 2010 r. w sprawie wartości odniesienia dla niektórych substancji w powietrzu. Dz. U. 2010, Nr 16, poz. 87