

Aspekty dostosowania energetyki krajowej do standardów emisyjnych tlenków azotu – wpływ zastosowanych technologii na pracę kotła oraz koszty realizacji odazotowania spalin

Autor: **Kazimierz Zamorowski**

„ENERGOPOMIAR” Sp. z o. o., Zakład Techniki Ciepłej

(„Energetyka” nr 6/2013)

Dostosowanie energetyki krajowej do spełnienia nowych i bardziej wymagających standardów emisji tlenków azotu (NO_x), które zaczną obowiązywać od 2016 r., wiąże się z wieloma aspektami.

W niniejszym artykule, który stanowi merytoryczną kontynuację artykułu [1], przedstawiono podstawowe problemy związane z zastosowaniem głębokiej redukcji emisji NO_x w kotłach energetycznych.

Dostępne technologie redukcji emisji NO_x wraz z oceną ich skuteczności zestawiono w tabeli 1. Wymienione technologie szerzej omówiono w artykule [1], zarówno metody pierwotne, poczynając od najprostszych a skończywszy na złożonych, jak również metody wtórne.

Wpływ redukcji emisji tlenków azotu na pracę kotła

Metody pierwotne

Największy wpływ redukcji emisji NO_x na pracę kotła może wystąpić przy stosowaniu metod pierwotnych. Do negatywnych aspektów tych metod, które nie zawsze muszą występować, zaliczyć można [2]:

- wzrost zawartości części palnych w popiele lotnym i żużlu,
- wzrost stężenia CO w spalinach wylotowych,
- obniżenie temperatury pary wylotowej,
- wzrost zagrożenia ekranów korozją niskotlenową,
- wzrost zagrożenia żużlowania powierzchni ogrzewalnych.

Wzrost zawartości części palnych w popiele lotnym powoduje wzrost straty niecałkowitego spalania i obniżenie sprawności kotła. Przy spalaniu węgla energetycznych wzrost części palnych o 1 punkt procentowy (p.p.) powoduje obniżenie sprawności kotła o ponad 0,2 p.p., co w przypadku kotła np. typu OP-650 generuje wzrost zużycia paliwa o ponad 0,2 t/h przy obciążeniu znamionowym. Przy wzroście części palnych w popiele o 2 p.p. sprawność kotła zmniejszyłaby się o około 0,4%. Wzrost zawartości części palnych w żużlu o 2,5% powoduje obniżenie sprawności

kotła o około 0,1%. Obecnie popiół jest sprzedawany przez elektrownie jako materiał do celów budowlanych (np. dodatek do cementu), gdzie odbiorca wymaga zawartości części palnych poniżej 5%. Przy wzroście zawartości części palnych w popiele powyżej tej wartości elektrownia byłaby narażona na utratę zysków ze sprzedaży popiołu jako produktu oraz dodatkowo na koszty związane z zagospodarowaniem odpadów, to jest na wielomilionowe straty. Elektrowni zależy na tym, aby nie utracić właściwości handlowych produktów spalania, dlatego przy modernizacji układu paleniskowego metodami pierwotnymi stawia wymagania żeby gwarantowana zawartość części palnych w popiele lotnym wynosiła poniżej 5%, a w żużlu zwykle około 5–8% dla całego zakresu obciążeń kotła.

Wzrost stężenia CO może wynosić niekiedy do około 200–250 ppm, a czasem w stanach nieustalonych, takich jak przełączanie lub zakłócenia w pracy młynów, zwiększanie obciążenia, wzrost stężenia emisji CO może być przejściowo wyższy, np. do 1000 ppm, po czym stężenie CO wraca do zwykłego poziomu. Najczęściej wzrost emisji CO wywołany zastosowaniem metod pierwotnych bywa niewielki i w małym stopniu wpływa na sprawność kotła. Przy wzroście emisji o 100 ppm strata niepełnego spalania wzrasta o 0,04%, a przy wzroście stężenia CO o 250 ppm sprawność kotła zmniejszyłaby się o około 0,1%. Należy dodać, że obecnie nie obowiązują limity w zakresie emisji CO.

Zabudowa układu niskoemisyjnego (palników niskoemisyjnych i dysz powietrza dopalającego OFA, SOFA) może w niektórych modernizacjach prowadzić do obniżenia temperatury pary wylotowej, zwłaszcza wtórnej, przy niskim, a nawet średnim obciążeniu kotła. W niektórych przypadkach podczas pomiarów gwarancyjnych kotła można było zaobserwować obniżenie temperatury pary wtórnej o ponad 20 K przy niskim obciążeniu kotła. Wywołane jest to zmianą rozkładu obciążenia cieplnego w komorze paleniskowej. Ponadto obniżenie nadmiaru powietrza powoduje zmniejszenie strumienia spalin, a co za tym idzie – pewne obniżenie wymiany ciepła na powierzchniach konwekcyjnych przegrzewaczy pary, które dominują dla pary wtórnej. Należy dodać, że obniżenie temperatury pary przed turbiną powoduje zwiększenie jednostkowego zużycia ciepła przez blok.

Korozja niskotlenowa powierzchni ogrzewalnych wywołana jest głównie przez wysoką zawartość CO (powyżej 3–5%) i niską zawartość tlenu (poniżej 1–0,5%) w przyściennej warstwie spalin. Następuje to w wyniku znacznego obniżenia nadmiaru powietrza w głównej strefie spalania (w rejonie palników). Na korozję niskotlenową najbardziej narażone są ekrany w rejonie od palników do poziomu dysz OFA. Wzrost tempa korozji zwiększa okresowe koszty remontu kotła (wymiany ekranów). Ponadto spalanie w atmosferze redukcyjnej obniża temperatury topliwości popiołu, stwarzając ewentualnie zagrożenie żużłowaniem powierzchni ogrzewalnych, co utrudnia eksploatację kotła.

Negatywnym skutkiem modernizacji układu niskoemisyjnego, a zwłaszcza modernizacji zespołów młynowych w celu poprawy przemiału, może być zmniejszenie dynamiki zmian obciążenia kotła.

Wymienione wyżej negatywne skutki modernizacji układu paleniskowego metodami pierwotnymi nie zawsze muszą występować, zależą bowiem od zastosowanych rozwiązań konstrukcyjnych. Przeciwdziałać im można poprzez:

- zastosowanie nowych, dopracowanych rozwiązań konstrukcyjnych palników niskoemisyjnych wraz z układem paleniskowym,
- poprawę przemiału paliwa,
- poprawę i regulację rozdziału paliwa do palników,
- poprawę i regulację dystrybucji powietrza do palników i dysz OFA,
- stosowanie dysz OFA o regulowanym kącie wypływu powietrza.

Korozji ekranów można zapobiegać, stosując odpowiednią konstrukcję palników (zmniejszenie wysokich obciążeń ścian bocznych i tylnej przez korzystne ukształtowanie geometrii płomienia). Zastosowanie układu dysz powietrza osłonowego ścian bocznych i tylnych rozprowadzających powietrze wzdłuż ekranów utrudnia dostęp agresywnych spalin o wysokiej zawartości CO do rur ekranowych. Układ dysz powietrza osłonowego wymaga zasilania przez dodatkowe wentylatory o odpowiednim sprężu w celu uzyskania wymaganej prędkości wylotowej powietrza z dysz. Inną metodą może być zabezpieczenie ekranów powłokami ochronnymi. Obecnie dostępne są różne technologie nanoszenia warstw ochronnych na powierzchnie ekranów (napawanie czy natryskiwanie cieplne metodą łukową lub plazmową powłok na bazie niklu i chromu). Powłoki te charakteryzują się dużą trwałością, ich nakładanie wiąże się jednak ze znacznymi kosztami inwestycyjnymi. W przypadku powierzchni ogrzewalnych niezabezpieczonych powłokami ochronnymi od wykonawcy modernizacji oczekuje się zachowania określonej szybkości korozji rur parownika na poziomie mniejszym niż np. 0,15 mm/rok jako maksymalny ubytek stwierdzony podczas pomiarów. Przy zastosowaniu metod pierwotnych wskazane jest monitorowanie stanu powierzchni ogrzewalnych narażonych na korozję niskotlenową poprzez okresową kontrolę składu warstwy przyściennej spalin, pomiar grubości rur ekranowych lub stanu powłok ochronnych.

Pozytywnym skutkiem zastosowania metod pierwotnych jest zwykle obniżenie nadmiaru powietrza prowadzące do:

- obniżenia straty wylotowej (strumienia spalin) – wzrost zawartości CO₂ w spalinach za kotłem o około 0,2% powoduje wzrost sprawności kotła o około 0,08%,
- obniżenia zużycia energii elektrycznej na potrzeby własne przez wentylatory powietrza i spalin.

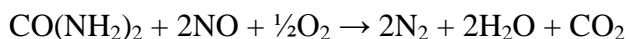
Przykład wpływu zastosowania redukcji emisji NO_x metodami pierwotnymi na bilans cieplny kotła zestawiono w tabeli 2.

O końcowym wyniku wpływu redukcji emisji NO_x metodami pierwotnymi na pracę kotła zadecydują rozwiązania konstrukcyjne niskoemisyjnego układu paleniskowego zastosowane na danym kotle. Na uzyskane efekty modernizacji wpływa także wielkość komory paleniskowej – w wysokiej komorze łatwiej jest zastosować metody pierwotne z minimalnymi skutkami ujemnymi. Duże znaczenie posiada również optymalizacja pracy kotła, podczas której starannie dobrane parametry pracy komory paleniskowej wpływają pozytywnie na osiągnięte parametry kotła. Należy jednak brać pod uwagę możliwość wystąpienia minimalnego obniżenia sprawności kotła (np. o 0,2%), chociaż przy dobrym zoptymalizowaniu pracy instalacji młynowej (poprawie jakości przemiału i rozdziału pyłu do palników) wpływ zastosowanych metod pierwotnych na sprawność kotła może być bliski zeru.

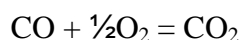
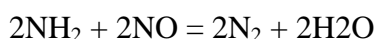
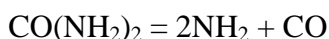
Metody wtórne

Metoda **SNCR**, czyli selektywnej niekatalitycznej redukcji NO_x, w zasadzie nie wpływa na proces spalania w komorze paleniskowej, gdyż wtryskiwany jest jedynie reagent do spalin w górnej części komory, to jest w przedziale temperatur spalin 850–1100°C. Reagent wchodzi w reakcje chemiczne z NO redukując go do N₂ i H₂O. Reagentem jest zwykle wodny roztwór mocznika lub rzadziej wody amoniakalnej.

Na sumaryczne równanie reakcji z mocznikiem:



składają się następujące reakcje pośrednie:



Z równań tych wynika, biorąc pod uwagę masy cząsteczkowe, że z 60 kg mocznika powstaje 28 kg CO, to jest z 1 kg mocznika powstaje 466,7 g CO, co trzeba uwzględnić w bilansie cieplnym kotła.

Zastosowanie tej metody łączy się jednak z doprowadzeniem do komory paleniskowej odpowiedniej ilości wody technologicznej służącej do przyrządzenia roztworu sorbentu o odpowiednio niskim stężeniu. Wiąże się to zatem z odparowaniem tego strumienia wody w komorze paleniskowej i odprowadzeniem powstałej pary wodnej wraz ze spalinami wylotowymi z kotła. Chociaż nie są to duże ilości, to jednak doprowadzenie strumienia wody tylko około 1,5 t/h powoduje wzrost entalpii spalin wylotowych o około 1 MW, to jest wzrost straty wylotowej o tę wielkość. Dla kotła OP-650 wtrysk wody do rozcieńczania reagenta w ilości 3 t/h generuje wzrost

straty wylotowej o około 2 MW (ponad stratę wyznaczoną według normy PN-EN 12952-15).

Przykłady wpływu zastosowania metody SNCR mocznikiem na bilans cieplny kotła zestawiono w tabeli 3.

Negatywnym skutkiem metody SNCR jest tzw. poślizg amoniaku, to jest zawartość nieprzereagowanego amoniaku w spalinach. Oczekuje się, że jego stężenie nie powinno przekraczać 3–5 ppm.

Innym negatywnym efektem SNCR jest możliwość przereagowania mocznika do nieoczekiwanych związków chemicznych. Przy wtrysku reagenta do niewłaściwie dobranego okna temperatur w komorze paleniskowej może nastąpić zwiększenie pozostałości amoniaku w spalinach (przy zbyt niskich temperaturach) lub utlenienie reagenta do NO (w strefie wyższych temperatur). Niekorzystnym związkiem powstałym przy wtrysku sorbentu w niewłaściwym przedziale temperatur może być również podtlenek azotu (gaz cieplarniany). Przy zastosowaniu SCNR w określonych warunkach mogą powstać także śladowe ilości innych niekorzystnych związków.

Ujemnym skutkiem SNCR jest również pojawienie się zawartości amoniaku w popiele lotnym i w gipsie (jako produkcie odsiarczania).

Przy zastosowaniu metody **SCR**, czyli selektywnej katalitycznej redukcji NO_x, trzeba również brać pod uwagę możliwość wystąpienia poślizgu amoniaku w spalinach oraz zawartości amoniaku w popiele lotnym i gipsie. Zjawisko to ma jednak miejsce w niższych wielkościach niż przy metodzie SNCR.

Popiół lotny spod elektrofiltrów, wykorzystywany jako dodatek do cementów, oraz gips jako produkt z IOS są dla większości polskich elektrowni cennym ubocznym produktem handlowym, dlatego ważne jest, aby w procesie odazotowania spalin (zarówno przy zastosowaniu SNCR, jak i SCR) nie pogorszyć ich właściwości. Chociaż nie jest znana żadna norma mówiąca o wartościach granicznych zawartości NH₃ w popiele i gipsie, to jednak bardzo często można spotkać się z limitami ustalonymi przez ich odbiorców na poziomie:

- gips 10 mg/kg,
- popiół lotny 50–100 mg/kg.

Negatywnym skutkiem zastosowania SNCR można przeciwdziałać poprzez dokładną kontrolę procesu odazotowania spalin. W celu ograniczenia występowania niepożądanych efektów niekatalitycznego odazotowania spalin należy:

- prawidłowo dobrać miejsce wtrysku reagenta, to jest dla właściwego zakresu temperatur spalin w komorze,
- odpowiednio rozmieścić wtryskiwacze, tak aby zasięg wtrysku reagenta pokrył cały przekrój komory paleniskowej,

- odpowiednio dobrać ilości reagenta.

W celu właściwego doboru okna temperaturowego wtrysku reagenta na ogół zabudowuje się ultradźwiękowy system pomiaru temperatur spalin w komorze paleniskowej. Na co najmniej dwóch poziomach komory zamontowany jest układ nadajników i odbiorników systemu. System ten pozwala na prawidłowy dobór miejsc zabudowy wtryskiwaczy, które zabudowywane są zwykle na trzech poziomach. Wraz ze zmianą obciążenia kotła zmienia się rozkład temperatur w komorze paleniskowej. Ultradźwiękowy system pomiaru temperatur pozwala dobrać miejsce wtrysku – w zależności od obciążenia kotła i rozkładu temperatur jednostka sterująca wybiera, który poziom wtryskiwaczy uruchomić. System ten pozwala na wizualizację rozkładu temperatur spalin w komorze paleniskowej. Dodatkową zaletą tego systemu jest możliwość kontroli i korygowania i symetrii rozkładu temperatur spalin w komorze przez operatora.

Ilość wtryskiwanego reagenta dobiera jednostka sterująca w zależności od obciążenia kotła (ilości spalin), układu pracujących zespołów młynowych (co mówi o emisji pierwotnej NO_x), zmierzonej emisji NO_x za kotłem oraz zawartości resztkowego amoniaku w spalinach. Przy prawidłowo prowadzonym procesie odazotowania spalin ryzyko pogorszenia właściwości produktów spalania (i odsiarczania) jest małe, natomiast zawartość amoniaku w spalinach przy metodzie SNCR jest niska, a przy SCR bliska zero.

Przy metodzie SCR również mają duże znaczenie wyżej omówione czynniki, to jest dobór miejsca zabudowy katalizatora o odpowiednim zakresie pracy temperatur spalin (zwykle za podgrzewaczem wody lub za jego I stopniem), miejsce zabudowy wtryskiwaczy, właściwy dobór ilości reagenta oraz kontrola pracy i sterowanie procesem. Przy metodzie SCR ilość wtryskiwanego reagenta uzależniona będzie również od poziomu emisji NO_x przed katalizatorem mierzonej dodatkowo zabudowanym w tym celu analizatorem.

Wzrost entalpii spalin wylotowych również występuje przy metodzie SCR lecz jest mniejszy niż przy SNCR, gdyż przy SCR jest doprowadzany mniejszy strumień wody (niski nadmiar stechiometryczny reagenta).

Innym niekorzystnym zjawiskiem jest tworzenie się w odpowiednim przedziale temperatur soli amoniaku w postaci siarczanu amonu i wodorosiarczanu amonu. Mogą one osadzać się na powierzchniach katalizatora i obrotowych podgrzewaczy powietrza prowadząc do ich zanieczyszczenia, zmniejszając ich efektywność pracy. Jednym z parametrów determinującym prawidłowy dobór katalizatora jest stopień konwersji SO_2 do SO_3 . Utrzymanie tego parametru na niskim poziomie oraz stała kontrola stężenia amoniaku w spalinach przyczynia się do zapobiegania tworzenia się znacznych osadów tych soli.

Korzystnym zjawiskiem związanym z metodą SCR jest zjawisko utleniania w katalizatorze części rtęci zawartej w paliwie, po czym rtęć w postaci utlenionej może być wmywana ze spalin w IOS, zmniejszając tym samym emisję rtęci do środowiska.

Woda amoniakalna o stężeniu powyżej 25% stosowana w metodzie SCR zalicza się do materiałów niebezpiecznych, dlatego, aby uniknąć zaliczenia obiektu (elektrowni) do zakładów niebezpiecznych, stosuje się jej roztwór o niższym stężeniu, np. 24,5%.

Standardy emisji tlenków azotu

Standardy emisyjne tlenków azotu określa *Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 22 kwietnia 2011 r. w sprawie standardów emisyjnych z instalacji* [3], *Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE z dnia 24 listopada 2010 r. w sprawie emisji przemysłowych* [4] oraz Pozwolenie Zintegrowane danego obiektu.

Według Rozporządzenia Ministra Środowiska [3] standardy emisyjne tlenków azotu uzależnione zostały od nominalnej mocy cieplnej źródła, daty oddania źródła do użytkowania oraz czasu użytkowania w roku. Ze spalania węgla kamiennego, węgla brunatnego i biomasy przy nominalnej mocy cieplnej powyżej 500 MW dla istniejących źródeł oddanych do użytkowania po 28 marca 1990 r. standardy emisyjne tlenków azotu w przeliczeniu na dwutlenek azotu od 1 stycznia 2016 r. będą wynosić 200 mg/m^3_n przy zawartości 6% tlenu w gazach odlotowych. W Rozporządzeniu tym występują wyjątki (objaśnienia):

- Standard emisyjny tlenków azotu w przeliczeniu na dwutlenek azotu ze źródeł, które będą użytkowane nie dłużej niż 1500 godzin rocznie (średnia krocząca z 5 lat), wynosi 450 mg/m^3_n przy zawartości 6 % tlenu w gazach odlotowych.
- Standard emisyjny tlenków azotu w przeliczeniu na dwutlenek azotu ze źródeł wymienionych w poz. IV.2. Załącznika do rozporządzenia wynosi, do czasu określonego w tej pozycji (tj. 2016 i 2017 r.), wynosi 500 mg/m^3_n dla węgla kamiennego oraz 400 mg/m^3_n dla węgla brunatnego przy zawartości 6% tlenu w gazach odlotowych.

Dyrektywa Parlamentu Europejskiego [4] rozszerza wymagania 200 mg/m^3_n na mniejsze moce – mówi o dopuszczalnych wielkościach NO_x :

- dla całkowitej nominalnej mocy dostarczonej w paliwie 50–100 MW przy spalaniu węgla kamiennego – 300 mg/m^3_n oraz przy spalaniu sproszkowanego węgla brunatnego – 450 mg/m^3_n ,
- dla całkowitej nominalnej mocy dostarczonej w paliwie 100–300 MW i powyżej 300 MW przy spalaniu węgla kamiennego, brunatnego i innych paliw stałych – 200 mg/m^3_n ,

- przy spalaniu biomasy przy mocy dostarczonej w paliwie 50–100 MW – 300 mg/m³_n,
- przy spalaniu biomasy przy mocy dostarczonej w paliwie 100–300 MW – 250 mg/m³_n,
- przy spalaniu biomasy przy mocy dostarczonej w paliwie powyżej 300 MW – 200 mg/m³_n.

Aktualnie Ministerstwo Środowiska opracowuje Rozporządzenie w sprawie nowych standardów emisyjnych dostosowujące krajowe wymagania do standardów Dyrektywy [4].

Możliwości dotrzymania standardów emisji tlenków azotu

Emisja NO_x z kotłów energetyki krajowej została dostosowana do poziomów emisji wymaganych obecnie w Rozporządzeniu Ministra Środowiska z 2011 r. [3], zgodnie z którym do końca 2015 r. poziom emisji dopuszczalnej dla kotłów o nominalnej mocy cieplnej powyżej 500 MW wynosi 500 mg/m³_n przy zawartości O₂ = 6% w spalinach..

W niektórych elektrowniach w celu głębokiej redukcji emisji NO_x przeprowadzone zostały już kolejne modernizacje układu paleniskowego kotłów metodami pierwotnymi. Po zastosowaniu nowych rozwiązań uzyskano emisję na poziomie 350–300 mg/m³_n (niekiedy nawet jeszcze niższą) przy zawartości O₂ = 6% w spalinach.

Obecnie istnieją najnowsze generacje niskoemisyjnych palników wirowych, których konstrukcja jest bardziej rozwinięta. Zastosowano w nich oprócz zawirowywaczy również koncentratory pyłu węglowego, stabilizatory płomienia (flame holder), zwężki czy też inne elementy powodujące zmianę rozkładu prędkości i koncentracji pyłu węglowego w dyszy palnika. Ponadto wprowadzono podział powietrza na drugie i trzecie o odpowiednio odchylnym od osi kierunku wypływu strumieni (rys. 1). Charakteryzują się one bardzo stabilnym zapłonem oraz kilkoma strefami spalania, zaczynając od: podstrefy odgazowania części lotnych, wydzielania znacznych ilości wolnych rodników przy podstechiometrycznym nadmiarze powietrza ($\lambda < 1$) często przy wysokiej temperaturze. Następnie tworzona jest strefa redukcyjna, w której wydzielone wcześniej wolne rodniki redukują NO do N₂, a ostatnią strefą jest strefa dopalania. Dzięki tym palnikom oraz układowi dysz powietrza dopalającego zabudowanym na co najmniej dwóch poziomach komory paleniskowej można zredukować emisję jeszcze bardziej, niekiedy nawet do poziomu 250–200 mg/m³_n przy zawartości O₂ = 6% w spalinach. Wprowadzenie regulacji pochylenia płomienia (przez układ klap) oraz pochylenia dysz OFA daje możliwość regulacji spalania oraz/lub regulacji temperatury pary wylotowej. Uzyskanie tego poziomu emisji okazuje się jednak nie zawsze możliwe (np. przy mniejszych komorach paleniskowych), a ponadto jego utrzymanie może stwarzać trudności w pewnych warunkach eksploatacyjnych (np. przy pracy z wysokim obciążeniem kotła i zespołach młynowych zasilających górne palniki pyłowe) oraz przy

niekorzystnym paliwie. Zatem zastosowanie tylko tych palników byłoby niewystarczające do zapewnienia standardów emisyjnych od 2016 r. w każdym warunkach pracy kotła.

Zastosowanie (dodatkowo) metod wtórnych – SNCR [5] lub SCR [6] – daje możliwości dostosowania emisji NO_x do wymagań Rozporządzenie Ministra Środowiska, które będą obowiązywać od 2016 r., to jest poniżej 200 mg/m³_n przy zawartości O₂ = 6% w spalinach.

Dla kotłów, na których przeprowadzono kolejną modernizację układu paleniskowego metodami pierwotnymi i otrzymano niższą emisją NO_x – na poziomie 350, a nawet poniżej 300 mg/m³_n, wystarczy zastosować SNCR, aby spełnić standardy emisyjne obowiązujące od 2016 r.

Dla kotłów z aktualną emisją NO_x na poziomie 500 mg/m³_n zastosowanie SNCR byłoby natomiast niewystarczające. Aby spełniać standardy emisyjne od 2016 r., można zastosować następujące rozwiązania:

- zabudowa tylko instalacji SCR,
- modernizacja układu paleniskowego metodami pierwotnymi oraz zastosowanie SCR,
- modernizacja układu paleniskowego metodami pierwotnymi w celu redukcji emisji NO_x o 30–40% oraz zastosowanie SNCR.

Zastosowanie tylko metody SCR przy poziomie wyjściowym 500 mg/m³_n jest w zupełności wystarczające [6], jednak w związku z potrzebą większej redukcji emisji NO_x (o ponad 300 mg/m³_n) należy liczyć się ze zwiększonymi kosztami inwestycyjnymi katalizatora oraz większymi kosztami eksploatacyjnymi, to jest większym zużyciem mediów, w tym również sorbentu. W pozostałych dwóch przypadkach koszty katalizatora i zużycia mediów będą znacznie niższe.

Koszty odazotowania spalin

Koszty inwestycyjne

Do kosztów inwestycyjnych związanych z zastosowaniem metod pierwotnych należy zaliczyć:

- koszty modernizacji układu paleniskowego, w tym zabudowy palników niskoemisyjnych, dysz powietrza dopalającego, modernizacji instalacji powietrza,
- koszty modernizacji układu młynowego,
- koszty zabudowy dodatkowych instalacji, np. powietrza do dysz ROFA wraz z przynależnymi wentylatorami, powietrza osłonowego, powietrza dolnego,
- koszty zabezpieczenia ekranów powłoką antykorozyjną,
- koszty modernizacji AKPiA.

Do kosztów inwestycyjnych związanych z zastosowaniem metod wtórnych należy zaliczyć:

- koszty zabudowy wspólnej części instalacji dla kotłów – węzeł rozładunku, magazynowania i transportu na kotłownię,
- koszty instalacji dedykowanej dla danego kotła:
 - roztwarzania sorbentu (instalacji wody zdemineralizowanej do rozcieńczenia sorbentu, mieszalniki) i układu wtrysków – SNCR,
 - roztwarzania, odparowania sorbentu i układu wtrysków – SCR,
 - zabudowy katalizatora łącznie z konstrukcją nośną, przebudową kanałów spalin i często przebudową podgrzewacza wody (SCR) i modernizacji wentylatorów spalin,
- koszty układu AKPiA.

Koszty eksploatacyjne

Do kosztów eksploatacyjnych wynikających z zastosowania metod pierwotnych należy zaliczyć:

- koszty zwiększonego zużycia paliwa w wyniku obniżenia sprawności (wzrost zawartości części palnych w pozostałościach po spalaniu) – jeśli takie wystąpią,
- koszty zwiększonego zużycia energii elektrycznej przez zespoły młynowe w celu poprawy jakości przemiału paliwa,
- zużycie energii elektrycznej przez dodatkowe urządzenia (dodatkowe wentylatory powietrza, np. osłonowego lub do dysz ROFA),
- koszty związane z kontrolą i utrzymaniem zabezpieczenia ekranów powłoką antykorozyjną (lub koszty wynikające z krótszej żywotności ekranów).

Powyższe koszty nie zawsze występują. Z drugiej strony wystąpić może pewne obniżenie kosztów zużycia energii elektrycznej przez wentylatory powietrza i spalin w związku z obniżeniem nadmiaru powietrza.

Do kosztów eksploatacyjnych wynikających z zastosowania metody SNCR należy zaliczyć głównie koszty mediów i remontów:

- sorbentu – mocznika (lub wody amoniakalnej),
- wody technologicznej do rozcieńczenia sorbentu,
- pary technologicznej,
- sprężonego powietrza do atomizacji i do AKPiA,
- energii elektrycznej zużytej przez instalację, koszt odparowania wody technologicznej wprowadzonej do komory paleniskowej razem z roztworem sorbentu.

Do kosztów eksploatacyjnych wynikających z zastosowania metody SCR należy zaliczyć wymienione wyżej koszty mediów (jak przy SNCR) oraz:

- koszty regeneracji i dokładania lub wymiany warstwy katalizatora (w okresie kilkuletnim),
- koszty wynikające ze zwiększonego zużycia energii elektrycznej do przetłaczania spalin przez katalizator (zwiększony spręż wentylatorów na pokonanie dodatkowych oporów przepływu spalin),
- koszt mediów do zasilania zdmuchiwaczy zabudowanych na katalizatorze.

Porównanie kosztów na przykładach zastosowanych rozwiązań

W tabeli 4 porównano koszty odazotowania spalin na przykładach modernizacji najbardziej popularnego kotła w energetyce krajowej – kotła typu OP-650. Zestawienie podano dla kilku różnych przypadków modernizacji (SCR, metody pierwotne z SNCR).

Podstawowym składnikiem kosztów odazotowania spalin są nakłady inwestycyjne. O ich wysokości decyduje rynek oferentów. Koszt realizacji inwestycji odazotowania spalin metodą SCR dla kotła OP-650 oscyluje często wokół 40 mln zł, a rozrzuty oferowanych cen są bardzo duże – w zależności od uwarunkowań technicznych i zakresu prac (np. miejsca zabudowy katalizatora, potrzeby modernizacji lub wymiany urządzeń, np. podgrzewacza wody, wentylatorów spalin) oraz sposobu podejścia handlowo-marketingowego oferenta.

Koszt inwestycyjny instalacji odazotowania spalin metodą SNCR jest kilkukrotnie niższy od SCR, dla samej metody SNCR mógłby wynosić około 5 mln zł na kocioł. Najczęściej zastosowanie tylko metody SNCR jest jednak niewystarczające, dlatego jest ona łączona z modernizacją niskoemisyjnego układu spalania metodami pierwotnymi. Wówczas koszt inwestycji odazotowania spalin może się wahać wokół 35 mln zł. Ceny są mocno zróżnicowane zależnie od zakresu niezbędnej modernizacji układu paleniskowego. Modernizacja układu paleniskowego często jest łączona z jego remontem, a wtedy zakres prac i koszty są większe.

W podanych przykładach zestawiono zużycie mediów – podstawowe koszty eksploatacyjne odazotowania spalin. Z przedstawionych kosztów eksploatacyjnych (także na rys. 2) można zauważyć, że największym składnikiem są koszty sorbentu; również dużym składnikiem jest strata wynikająca z odparowania wody roztwarzającej sorbent i odprowadzania jej jako pary wraz ze spalinami.

Z porównania łącznych kosztów inwestycyjnych i eksploatacyjnych (także na rys. 3) dla różnych przypadków modernizacji wynika między innymi:

- najkorzystniejszym cenowo przypadkiem był kocioł D; zastosowano na nim metody pierwotne wraz z instalacją SNCR, której koszty inwestycyjne nie były wysokie i wynosiły 20 mln zł; 15-

letnie koszty odazotowania kształtują się na poziomie 60 mln zł;

- na kotle A, gdzie zastosowano SCR po wcześniej wykonanej modernizacji układu paleniskowego, projekcja 15-letnich kosztów utrzymuje się na poziomie 65 mln zł;
- na kotle B, gdzie zastosowano tylko i wyłącznie SCR, z wysoką emisją pierwotną NO_x , na poziomie 540 mg/m^3_n , 15-letnie koszty odazotowania będą znacznie wyższe – ponad 100 mln zł.

Podsumowanie, wnioski

Z porównania różnych dostępnych technologii odazotowania spalin wynika, że najlepszą jest metoda SCR.

Zaletami metody SCR są:

- wysoka skuteczność, nawet do 90% (podstawowa zaleta),
- niski nadmiar molowy reagenta, co przekłada się na niższe zużycie reagenta i mediów,
- bardzo niska zawartość amoniaku w spalinach, a czasem nawet bliska zeru,
- niskie zawartość amoniaku w popiele i gipsie,
- utlenianie się w katalizatorze części rtęci zawartej w paliwie, dzięki czemu rtęć w postaci utlenionej może być wymywana ze spalin w IOS, zmniejszając tym samym emisję rtęci do środowiska.

Do wad SCR należy zaliczyć:

- wysokie koszty inwestycyjne,
- duży zakres prac na kotle związanych z zabudową katalizatora,
- zwiększenie oporów przepływu spalin, co na ogół generuje potrzebę modernizacji lub wymiany wentylatorów spalin oraz pewien wzrost zużycia energii elektrycznej na potrzeby własne,
- wysokie koszty eksploatacyjne związane z okresową regeneracją i wymianą modułów katalizatora,
- możliwość powstawania soli amoniaku (siarczanu amonu, wodorosiarczanu amonu), które mogą odkładać się na powierzchniach katalizatora oraz podgrzewaczy powietrza, zmniejszając ich skuteczność,
- zaliczenie elektrowni do obiektów niebezpiecznych przy zastosowaniu wody amoniakalnej o stężeniu powyżej 25% (aby tego uniknąć stosuje się jej roztwór o niższym stężeniu, np. 24,5%).

Zaletami metody SNCR są:

- niskie nakłady inwestycyjne stanowiące kilkanaście procent nakładów poniesionych przy realizacji układu SCR,
- znacznie mniejszy zakres prac na kotle niż przy SCR,
- SNCR nie powoduje zwiększenia oporów przepływu spalin (nie wymaga zmiany wentylatorów spalin),
- możliwość korygowania i kontroli symetrii spalania i rozkładu temperatur spalin w komorze przez operatora dzięki ultradźwiękowemu systemowi pomiaru temperatur w komorze paleniskowej zabudowanemu na potrzeby SNCR.

Do wad SNCR należy zaliczyć:

- wyraźnie niższą (o około 30–40%) skuteczność odazotowania spalin w stosunku do SCR,
- możliwość występowania pewnych ilości amoniaku w spalinach oraz w popiele lotnym i gipsie, co wymaga dokładnego nadzoru nad procesem,
- wyższy nadmiar molowy reagenta w porównaniu do SCR, co przekłada się na jego wyższe zużycie oraz zużycie wody zdemineralizowanej,
- wprowadzanie pewnego strumienia wody do komory paleniskowej, która w postaci pary wodnej jest odprowadzana z kotła wraz ze spalinami, co generuje dodatkową stratę ciepła, która występuje również przy SCR, lecz jest mniejsza o około 40–50%.

Zaletą redukcji emisji NO_x metodami pierwotnymi jest brak potrzeby wprowadzania do kotła jakichkolwiek związków chemicznych i budowy dodatkowych instalacji, które podnosiłyby koszty eksploatacji kotła. Zastosowanie współczesnych, złożonych metod pierwotnych, pod warunkiem nie pogorszenia dotychczasowych parametrów pracy kotła i zabezpieczenia ekranów przed korozją niskotlenową, jest korzystnym rozwiązaniem z uwagi na obniżenie kosztów inwestycyjnych. Jej wdrożenie daje możliwość częściowej lub znacznej redukcji emisji NO_x . Połączenie rozwiniętych metod pierwotnych z uzupełniającym zastosowaniem SNCR (zamiast SCR) pozwala na obniżenie kosztów ponoszonych także w czasie eksploatacji kotła.

Na podstawie niniejszego artykułu można stwierdzić, że modernizacja kotła w celu dotrzymania ostrych standardów emisji NO_x , które zaczną obowiązywać od 2016 r., jest zagadnieniem trudnym i złożonym, wymagającym analizy w wielu aspektach. O wyborze metody, a raczej metod łączonych, głębokiej redukcji emisji NO_x w celu dotrzymania tych standardów powinna zdecydować przeprowadzona wcześniej wielowariantowa analiza możliwości technicznych oraz analiza ekonomiczna uwzględniająca specyfikę rozwiązań konstrukcyjnych danego kotła, pozwalająca na opracowanie trafnej koncepcji modernizacji.

LITERATURA

- [1] Zamorowski K.: *Dostępne technologie odazotowania spalin z kotłów energetyki krajowej*, „Energetyka” 2013, nr 4.
- [2] Zamorowski K.: *Możliwości dostosowania energetyki do spełnienia wymagań emisyjnych NO_x – przegląd możliwych technologii i koszty*, Sympozjum informacyjno-szkoleniowe „Ochrona powietrza przed zanieczyszczeniami przemysłowymi”, Szczyrk 19– 21.11.2012.
- [3] *Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 22 kwietnia 2011 r. w sprawie standardów emisyjnych z instalacji*, Dz.U. Nr 95, poz. 558.
- [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.Urz.UE L 334/17.
- [5] Zamorowski K.: *Pomiary eksploatacyjne kotła bloku nr 3 przed i po modernizacji mającej na celu obniżenie emisji NO_x*. Opracowanie „ENERGOPOMIAR” Sp. z o.o., Gliwice 2010 (niepubl.).
- [6] Zamorowski K.: *Sprawozdanie z pomiarów gwarancyjnych kotła OP-650*. Opracowanie „ENERGOPOMIAR” Sp. z o.o., Gliwice 2012 (niepubl.).

Tabela 1. Dostępne technologie odazotowania spalin [1]

Rodzaje metod		Stopień redukcji
1. Metody pierwotne		
Obniżenie nadmiaru powietrza w komorze paleniskowej		10–20%
Stopniowanie powietrza	w palniku (wirowym, narożnym)	20–30%
	w komorze paleniskowej – dysze powietrza dopalającego: OFA, SOFA, DOFA, ROFA, UFA	20–30%
	w komorze paleniskowej – zimny wir	50%
Stopniowanie paliwa	wewnątrz palnika	30%
	w poszczególnych dyszach palników	30%
	zróżnicowane obciążenie palników	30%
Łączone metody	palniki niskoemisyjne + dysze OFA	50%
	palniki niskoemisyjne + mieszanka zagęszczona i rozrzedzona + dysze SOFA	50%
	reburning – gazem ziemnym, olejem opałowym, zmikronizowanym pyłem węglowym	60%
Recykulacja spalin		10–20%
Obniżenie temperatury powietrza		10%
2. Metody wtórne		
SNCR*)	w spalinach o temperaturze ~850–1100°C	40–60%
SCR**)	w spalinach zapyłonych (HD)	80–90%
	w spalinach odpylonych (LD)	

*) Selective Noncatalytic Reduction – selektywna niekatalityczna redukcja

***) Selective Catalytic Reduction – selektywna katalityczna redukcja

Tabela 2. Wpływ zastosowania metod pierwotnych na bilans cieplny kotła

Wyszczególnienie	Zmiana parametru	Zmiana sprawności kotła
Wzrost części palnych w popiele lotnym	2%	-0,41
Wzrost części palnych w żużlu	2%	-0,08
Wzrost stężenia CO	50 ppm	-0,02
Obniżenie nadmiaru powietrza – wzrost CO ₂ za kotłem	0,2%	0,08
Obniżenie temperatur spaliny za kotłem	5°C	0,25
Sumaryczna zmiana sprawności kotła		-0,18

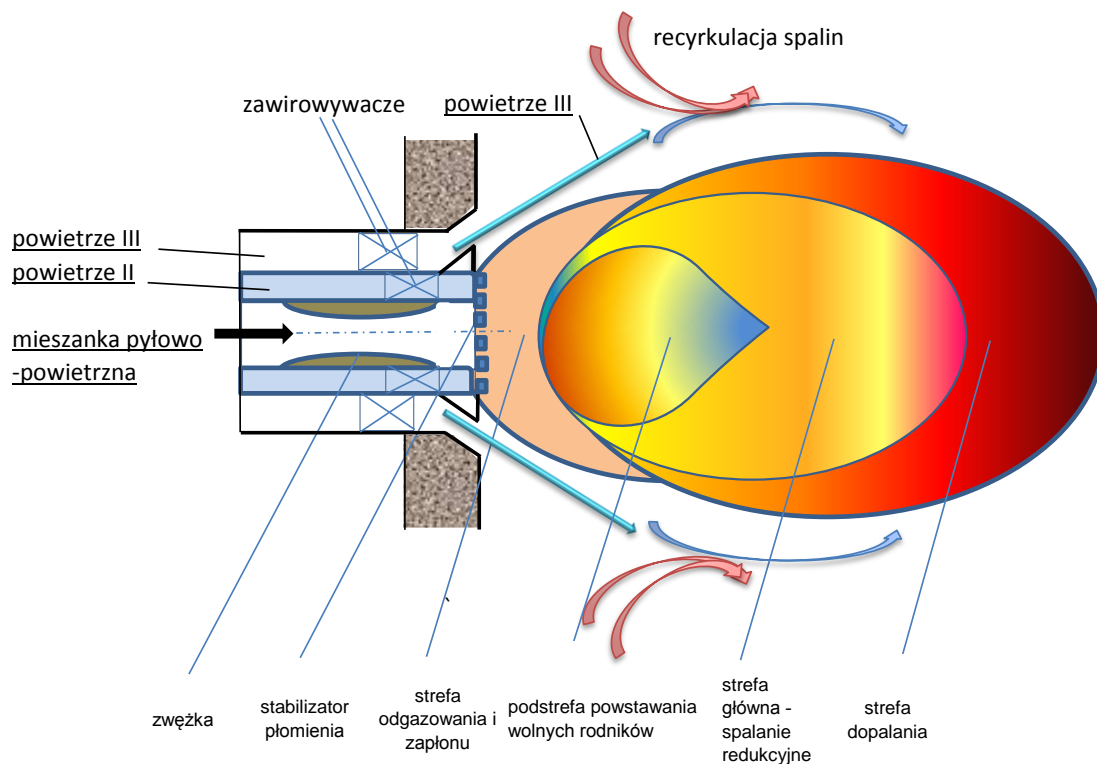
Tabela 3. Wpływ zastosowania metody SNCR na bilans cieplny kotła

Wyszczególnienie	Wymiar	Przykład 1	Przykład 2
Całkowity strumień wody doprowadzony do kotła z mocznikiem	kg/h	1500	3000
Temperatura spaliny za kotłem	°C	135	135
Entalpia właściwa wody o temperaturze 25°C do rozcieńczania mocznika	kJ/kg	104,9	104,9
Entalpia właściwa pary wodnej w spalinach za kotłem	kJ/kg	2747	2747
Energia cieplna pary wodnej odprowadzonej w spalinach	kW	1101	2201
Strata energii cieplnej na skutek odprowadzenia pary wodnej w spalinach	kW	996	2097
Ilość doprowadzonego mocznika	kg/h	120	180
Ilość powstałego CO	kg/h	56	84
Wartość opałowa CO	kJ/kg	9949	9949
Dodatkowa energia cieplna pochodząca ze spalonego CO	kW	155	232
Sumaryczna strata energii	kW	841	1864
Sumaryczna strata energii odniesiona do wydajności cieplnej kotła	%	0,16	0,36

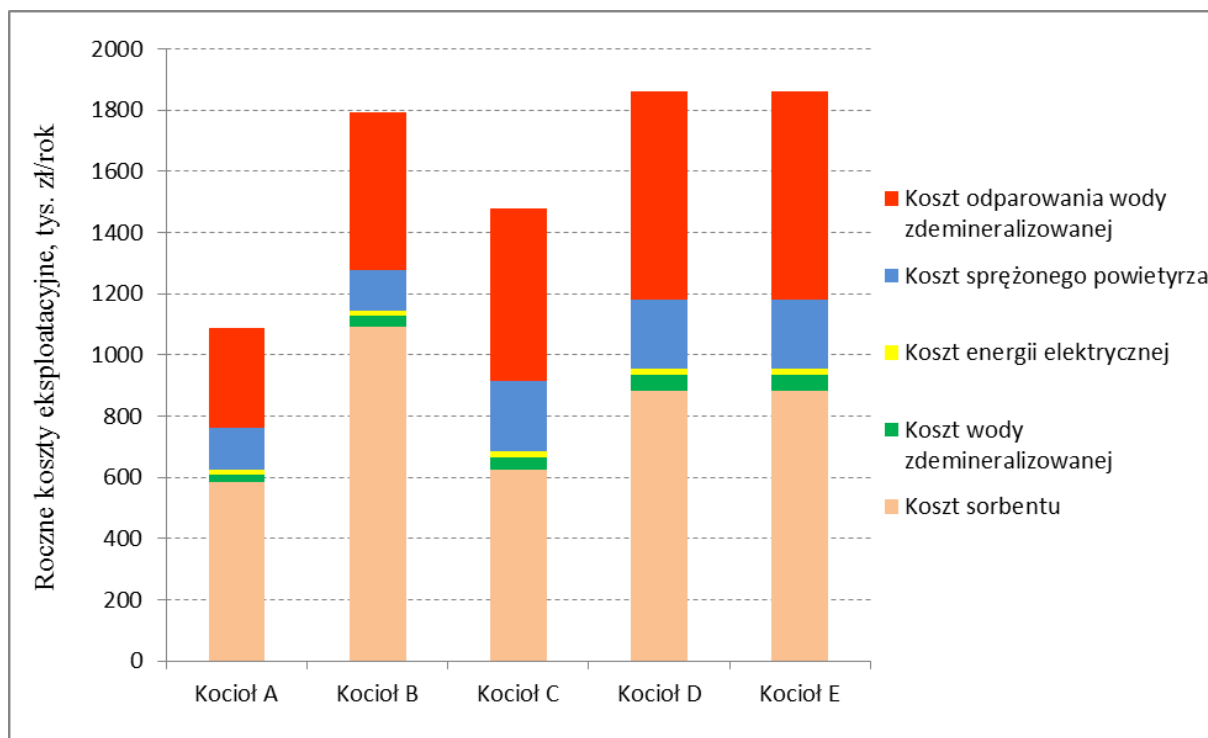
Tabela 4. Porównanie kosztów odazotowania spalin kotła typu OP-650

Wyszczególnienie	Wymiar	Kocioł A	Kocioł B	Kocioł C	Kocioł D	Kocioł E
Zastosowana metoda	-	SCR	SCR	MP+SNCR	MP+SNCR	MP+SNCR
Moc elektryczna bloku	MW	225	225	225	225	225
Emisja NOx przed modernizacją	mg/m ³ _n	380	540	450	350	500
Emisja NOx po redukcji metodami pierwotnymi	mg/m ³ _n	380	540	300	350	350
Koszty inwestycyjne	tys. zł	20 000	40 000	35 000	20 000	38 000
Koszty wymiany/regeneracji pakietów katalizatora	tys.zł/rok	1 500	2 000	0	0	0
Koszt powłoki ochronnej ekranów	tys.zł/rok	0	0	700	700	700
Koszty remontu i przeglądu	tys.zł/rok	400	400	150	150	150
Zużycie mediów:						
sorbent 100%	kg/h	75	140	120	170	170
woda zdemineralizowana	kg/h	1200	1800	2200	2600	2600
energia elektryczna	kWh/h	12	12	15	15	15
sprężone powietrze	m ³ /h	300	300	500	500	500
para technologiczna	t/h	0,5	0	0	0	0
Cena mediów:						
sorbent	zł/kg	1,2	1,2	0,8	0,8	0,8
woda zdemineralizowana	zł/m ³	3	3	3	3	3
woda technologiczna	zł/m ³	0,3	0,3	0,3	0,3	-
energia elektryczna	zł/MWh	200	200	200	200	200
sprężone powietrze	zł/m ³	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07
Koszt sorbentu	zł/h	90	168	96	136	136
Koszt wody zdemineralizowanej	zł/h	3,6	5,4	6,6	7,8	7,8
Koszt energii elektrycznej	zł/h	2,4	2,4	3,0	3,0	3,0
Koszt sprężonego powietrza	zł/h	21	21	35	35	35
Koszt odparowania wody zdemineralizowanej	zł/h	51	79	87	105	105
Suma kosztów mediów	zł/h	168	276	228	287	287
Suma kosztów mediów	zł/MW	0,75	1,23	1,01	1,27	1,27
Czas pracy kotła w roku	h	5200	5200	5200	5200	5200
Koszt sorbentu	tys.zł/rok	585	1092	624	884	884
Koszt wody zdemineralizowanej	tys.zł/rok	23	35	43	51	51
Koszt energii elektrycznej	tys.zł/rok	16	16	20	20	20
Koszt sprężonego powietrza	tys.zł/rok	137	137	228	228	228
Koszt odparowania wody zdemineralizowanej	tys.zł/rok	332	514	566	683	683
Suma kosztów mediów	tys.zł/rok	1092	1793	1479	1864	1864
Suma kosztów mediów w okresie 15 lat	tys. zł	16380	26892	22191	27962	27962
Koszty remontów, regeneracji katalizatora, powłoki ochronnej w okresie 15 lat	tys. zł	28 500	36 000	12 750	12 750	12 750
Suma kosztów eksploatacji w okresie 15 lat	tys. zł	44880	62892	34941	40712	40712
Suma kosztów inwestycyjnych i eksploatacji w okresie 15 lat	tys. zł	64 880	102 892	69 941	60 712	78 712

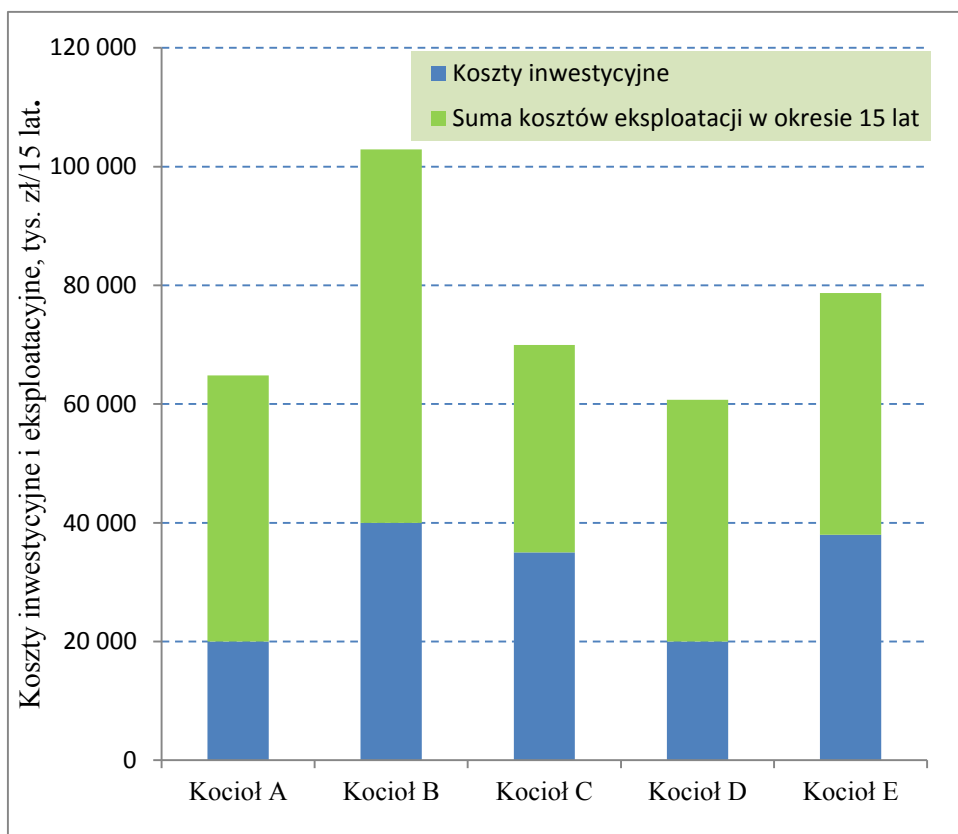
MP – metody pierwotne



Rys.1. Schemat niskoemisyjnego palnika wirowego nowej generacji



Rys. 2. Roczne koszty eksploatacyjne



Rys. 3. Łączne koszty inwestycyjne i eksploatacyjne w okresie 15 lat