

Odpowiedzi do uwag STE Silesia z dnia 15 października 2010r.

Generalna informacja dotycząca wszystkich uwag zgłoszonych przez STE Silesia jest taka, że ROŚ został opracowany dla potrzeb budowy nowych bloków 5 i 6 a nie dotyczy pracujących bloków 1÷4 wraz z niezbędną infrastrukturą (np. dowóz i wyładunek węgla, składowisko awaryjne Groszowice itd.).

1. Źle wyliczony poziom emisji dla „wariantu O” dla roku 2016

Problem wyjaśniony we wcześniejszych uwagach, obliczenia przedstawiono w załączonym aneksie nr 2 do raportu („Energoprojekt-Warszawa” S.A. nr arch.: 1 236 493_00).

2. Transport kolejowy przez Miasto Opole

W Polsce są w użytkowaniu wagony samowyładowcze głównie typu „Talbot”, sporadycznie typu „Hopper”, nadające się głównie do transportu zboża (zamykane lub wąskie luki górne uniemożliwiają załadunek węgla, który nie jest materiałem tak „płynnym” jak zboże). Problem zmiany sposobu wyładunku węgla był już analizowany w Elektrowni Opole wcześniej. Okazało się, że ilość dostępnych na polskim rynku wagonów samowyładowczych, jest tak mała, że nieopłacalna jest modernizacja całego węzła rozładunku węgla. Dostępność tych samowyładowczych, wg posiadanej wiedzy, nie uległa zmianie. (Wg informacji uzyskanej w Spółce Knauf wagony samowyładowcze przywożące gips z Niemiec załatwia firma niemiecka). W Elektrowni Opole istnieją dwa budynki wywrotnic wybudowane wraz z blokami 1÷4, wystarczające do rozładunku węgla dla 6 bloków. Układ rozładunki i przesypu węgla znajduje się w większości, w części podziemnej, która wraz z odwodnieniami i fundamentami sięga ponad 20 m w głąb i te trudne oraz kosztowne prace zostały wykonane w obydwu budynkach. Dla potrzeb planowych bloków 5 i 6 wystarczy wyposażyć drugi z budynków w niezbędne urządzenia technologiczne, podobne do znajdujących się w czynnym budynku wywrotnicy tj. wywrotnica wagonowa bębnowa, zasobnik węgla, stół rozładowczy wraz z wózkiem wygarniającym i przenośniki odbiorowe. Zarówno wywrotnice jak i współpracujące z nimi rozmrażalnie wagonów są przewidziane do obsługi standartowych węglarek typu E. Zmiana typu węglarek wymagałaby całkowitej przebudowy budynku rozładowczego, gdyż nie można zastosować tak jak obecnie wywrotu ale tylko zsyp. Konieczna byłaby przebudowa rozmrażalni, gdyż wagony samowyładowcze mają

skomplikowany i wrażliwy układ elektroniczny umieszczony w dolnej części wagonu. Powierzchnia podłogi jest w „Talbotach” ok. 1,5 razy większa niż w stosowanych obecnie wagonach typu E. Z ponad 17-letniej praktyki Elektrowni wiadomo, że w warunkach zimowych nie jest możliwy wyładunek węgla bez rozmrażalni. Argument Silesii o niezamarzaniu węgla jest niezbyt trafiony w naszym klimacie, gdzie mrozy $-10\div 15^{\circ}\text{C}$ są zjawiskiem normalnym, występującym praktycznie co roku, a mrozy -20°C nie stanowią rzadkości. Kontraktowany miał węglowy ma do 10% wilgotności i przebywa w wagonach od momentu załadunku do wyładunku **od 2 do 5 dni**, bez względu na porę roku, na co zarówno sprzedający jak i kupujący – Elektrownia nie mają wpływu. Zastosowany system rozmrażania i wyładunku węgla został sprawdzony przez lata eksploatacji, spełnia swoje zadanie w sposób satysfakcjonujący służby eksploatacyjne i służby ochrony środowiska Elektrowni. Nie bez znaczenia są wymogi prawne, które nakładają na elektrownię obowiązek rezerwy paliwa uzależnionej od wielkości produkcji. W okresie zimowym jest największa produkcja energii, dlatego w miesiącach styczeń – luty (najzimniejszych w Polsce) nienaruszalny zapas węgla dla czterech bloków wynosi ok. 400 tys. ton, dla sześciu co najmniej dwa razy tyle. Brak dostaw węgla, spowodowany niedoborem wagonów w tym okresie, może grozić zatrzymaniem produkcji i dotkliwymi karami.

Również argument większej ładowności wagonów typu „Hopper” jest chybiony, gdyż wg katalogu pojemność wynosi $82\div 85\text{ m}^3$, natomiast ładowność zależy od gęstości ładunku. Zgodnie z obowiązującymi w Polsce przepisami po torach mogą jeździć wagony o nacisku na tor 20 ton/oś, co przy czteroosiowych węglarkach daje wagę brutto 80 ton bez względu na ich konstrukcję. Wagony samowyładowcze ze względu na skomplikowaną konstrukcję mają większą masę własną (chyba, że są wykonane z aluminium – w Polsce takie nie występują) stąd ich ładowność jest mniejsza niż węglarek typu E. Każde przekroczenie dopuszczalnej wagi brutto wagonu niesie za sobą dodatkową opłatę za tzw. przesyłkę nadwycieczną.

Nie bez znaczenia jest też wyższa cena korzystania z węglarek samowyładowczych, średnio 2 zł/Mg, głównie z uwagi na ich małą dostępność. Do przewiezienia 1 mln ton węgla potrzebne jest w stałym obrocie ok. 400 węglarek, szacunek ten powinien uzmysłwić skalę problemu. Obecnie do Elektrowni jest dostarczane $3\div 3,5$ mln ton węgla rocznie, wielkość ta co najmniej się podwoi, po uruchomieniu dwóch planowanych bloków.

Kolejną kwestią, z którą nie możemy się zgodzić jest propozycja zastosowania otwartych wagonów typu „Hopper” do przewozu popiołu. Elektrownia Opole jest firmą świadomą ekologicznie, dlatego do przewozu popiołów od początków swego istnienia tj. od 17 lat stosuje cysterny, a popiół zroszony (na krótkie odległości) będzie wożony plandekowanymi samochodami. Duży odbiorcy – cementownie (tylko tam wozi się popiół pociągami)

potrzebują suchego produktu i są przygotowani technologicznie wyłącznie do rozładunku cystern.

Zgodnie z obowiązującymi przepisami (rozdział II przepisów RIV) obowiązek właściwego załadunku oraz zabezpieczenia towaru przewożonego szlakami kolejowymi spoczywa na nadawcy oraz przewoźniku.

Pylenie znacznie spada, gdy powierzchnia górna towaru jest równomierna. Należałoby wyegzekwować na wszystkich nadawcach w tym kopalniach, aby powierzchnie ekspediowanych towarów były wyrównane i lekko ubite.

Reasumując, wniosek PTE Silesia o zapisaniu w decyzji środowiskowej obowiązku korzystania do przewozu węgla wyłącznie z wagonów typu F „Hopper” lub zabezpieczenia wagonów typu E plandekami postawi Elektrownię Opole w bardzo niekorzystnej sytuacji na polskim rynku energetycznym. Pozyskanie tak dużej ilości wagonów samowładowczych (jeżeli nawet uwzględni się wagony typu „Talbot”), zdecydowanie podroży koszt dostaw węgla, co przełoży się na cenę produkowanej energii.

3. Budowa ujęcia wody na Odrze

Ujęcie na Odrze jest planowane jako ujęcie awaryjne, na prawym brzegu rzeki Odry ze względu na dobre hydrauliczne warunki poboru wody, którego lokalizacja została wstępnie uzgodniona z RZGW w 2009r. przez autora operatu wodnoprawnego. Komora ujęciowa będzie budowlą hydrotechniczną typu ciężkiego, stabilnie zakotwioną w podłożu gruntowym. Konstrukcja taka będzie odporna na uderzenia niesionych przez wodę drzew lub kry. Nie podzielamy zdania, że ujęcie wchodzi zbyt mocno w nurt rzeki Odry, gdyż ściana ujęcia nie przekracza linii przecięcia się zwierciadła wody przy PNP=146,70 m.npm. na jazie Dobrzeń Wielki w km 164+200 za skarpią istniejącej ostrogi. Fakt ten podajemy zgodnie z obowiązującymi przepisami, gdyż szlak żeglugowy rozciąga się dopiero w odległości 5,0 m od tej linii. Podany pas nieżeglugowy obowiązuje już w chwili obecnej. Oczywiście ujęcie będzie oznakowane. Podobną monolityczną konstrukcję posiadają podpory pod pomost komunikacyjny, którego konstrukcja wzniesiona będzie bezpiecznie ponad najwyższym poziomem wód powodziowych. Podpory będą wyoblone tak aby zmniejszyć możliwość tworzenia blokad w okresie powodzi i odwilży zimowych. Pomost ułatwi, w razie potrzeby, interwencję służb elektrowni w celu likwidacji zatorów. Lokalizację oraz rozwiązania techniczne aktualnie opracowywanego projektu budowlanego ujęcia wraz pompownią są, w trybie roboczym, uzgadniane z RZGW (Opole) oraz WZMiUW w Opolu. Oczywiście gotowe rozwiązania zostaną formalnie uzgodnione z ww. instytucjami. Mając na uwadze m.in. bezpieczeństwo odcinka wału przeciwpowodziowego wskazanego przez STE Silesia jako

najbardziej narażonego na oddziaływanie fali powodziowej pompownia zostanie odsunięta od wału, zgodnie z sugestią WZMiUW. Projekt techniczny ujęcia będzie uwzględniał rozwiązania przewidziane decyzją Marszałka Województwa Opolskiego z dnia 25 stycznia 2010r. nr DOŚ.III-AK-6223-18/09 (pozwolenie wodnoprawne) w zakresie modernizacji i uzupełnienia prawostronnego obwałowania rzeki Odry na odcinku od km 160+200 do km 163+700.

Pobór wody wyłącznie z rzeki Odry oznaczałby zwielokrotnienie wielkości zużycia wody na potrzeby chłodzenia kondensatorów turbin i bez instalacji do odsalania wody nie byłby możliwy. Przy tak wysokim zasoleniu wody, jakie występuje obecnie w rzece Odrze, w przypadku braku alternatywnego źródła poboru wody, uzasadnione byłoby tylko chłodzenie w obiegu otwartym, a to oznaczałoby obciążenie rzeki Odry bardzo dużym ładunkiem termicznym. Takie rozwiązanie, choć zgodne z BAT-em mogłoby zmienić w sposób istotny warunki bytowania ptaków na obszarze Natura 2000 Grądy Odrzańskie.

Wszystkie proponowane przez Stowarzyszenie Silesia możliwe do zastosowania technologie chłodzenia były analizowane na wstępnych etapach projektowania. Założeniem zamierzenia inwestycyjnego polegającego na rozbudowie elektrowni o dwa nowe bloki było między innymi wykorzystanie infrastruktury istniejącej, z której korzystają istniejące jednostki. Zastosowanie chłodni wentylatorowych spowodowałoby obniżenie sprawności netto bloku (zwiększony pobór energii elektrycznej na potrzeby własne). Poza wszelką dyskusją pozostaje zdecydowanie większa emisja hałasu z tego obiektu.

Zużycie wody w elektrowni firmy RWE „Westfallen” może być mniejsze w odniesieniu do MWh niż w Elektrowni Opole przy użyciu tego samego mokrego systemu chłodzenia i nie musi być to wynikiem stosowania szczególnie wodoszczędnych rozwiązań.

O wielkości zużycia wody w obiegu chłodzącym decyduje przede wszystkim jakość wody pobieranej w zakresie zawartości soli (chlorki i siarczany). Im większe zasolenie wody uzupełniającej tym większa ilość wody musi być dostarczona w celu uzupełnienia strat w obiegu chłodzącym z uwagi na konieczność dotrzymania nieprzekraczalnych stężeń soli Cl^- 1000 mg/l i SO_4^{2-} 500 mg/l w obiegu. W zależności od jakości wody uzupełniającej straty w chłodni w pracujących obiektach energetycznych stosuje się współczynnik krotności zasolenia wody w chłodni na poziomie $k=3\div 7$.

W Elektrowni Opole przyjęto dla wody z rzeki Mała Panew współczynnik krotności zasolenia wody w chłodni na poziomie $k= 4$.

Zwiększenie tego współczynnika do wartości maksymalnych w przypadku Elektrowni Opole nie jest możliwe. Gospodarka wodna ma być wspólna dla bloków 1-6. O ile materiały do

budowy nowych bloków będą odporne na podwyższone stężenia soli to w istniejących chłodniach stężenie siarczanów nie może przekroczyć 500 mg/l, a chlorków 1000 mg/l ze względu na korozję budowli, która w konsekwencji może doprowadzić do katastrofy budowlanej.

Oczywiście były analizowane różne warianty odzysku wody chłodzącej. Metody ograniczania zużycia wody, sugerowane przez Stowarzyszenie Silesia, odnoszące się do spalarni odpadów z uwagi na specyfikę energetycznego spalania paliw i skalę przedsięwzięcia nie mogą i nie są stosowane w energetyce konwencjonalnej. W projekcie zastosowano szereg rozwiązań mających na celu minimalizację zużycia wody i opisano je w rozdz. 13.3.

Istniejący komin Elektrowni Opole został zaprojektowany w taki sposób, aby odprowadzać spaliny z sześciu bloków o mocy 380-386 MW. Przy wykorzystaniu czterech przewodów dla istniejących bloków odprowadzenie tym kominem spalin z dwóch nowych bloków o mocy 800 - 900 MW (o mocy ponad 2 razy większej) nie jest możliwe. Ponieważ odprowadzanie oczyszczonych spalin kotłowych i pary wodnej przez chłodnie kominowe, biorąc pod uwagę większe termodynamiczne wyniesienie smugi jest korzystniejsze z punktu widzenia dotrzymania standardów jakości powietrza, niż odprowadzanie spalin emitorem tradycyjnym podjęto decyzję o wykorzystaniu chłodni do odprowadzania spalin, zamiast budowania nowego komina. Projektowane rozwiązanie jest zgodne z BAT, o czym mowa w naszym uzupełnieniu z dnia 23 września 2010r.

Poziom lustra w zbiorniku Turawa, po tegorocznej powodzi, na pewno będzie regulowany potrzebami przeciwpowodziowymi, a nie potrzebami letniej rekreacji, która jest w formie zanikowej ze względu na jakość wody (sinice), niezależnie od potrzeb Elektrowni.

4. Ryzyko wystąpienia awarii przemysłowej

Problem wyjaśniony w poprzednich uwagach

5a. Kominy nowych chłodni

Podtrzymujemy stanowisko PGE przekazane w wyjaśnieniach z sierpnia i z września br.

5b . Wyliczenia dla popiołów i pyłów (pozostałości stałych ze spalania)

Emisja prognozowana pyłu na poziomie 499 t/rok nie jest prawidłowa. W sumowaniu emisji na stronie 141 raportu nastąpiła pomyłka wynikająca ze złego adresowania komórek w arkuszu kalkulacyjnym Excel. Z uwagi na błąd, który wkradł się przy tworzeniu danych

wejściowych do programu KOMIN, obliczenia rozprzestrzeniania się zanieczyszczeń zostały przeprowadzone powtórnie. Konsekwencją popełnionego błędu była także źle wyliczona wartość emisji rocznej w kryterium opadu pyłu (wartość 543 Mg/rok na stronie 159) Poprawioną analizę w zakresie emisji zanieczyszczeń do powietrza przedstawiono w załączonym Aneksie nr 2 („Energoprojekt-Warszawa” S.A. nr arch.: 1 236 493_00).

W obliczeniach uwzględniono osiąganie przez istniejące bloki 1-4 stężenia emisyjne pyłu w spalinach na poziomie kilkunastu mg/Nm³ (mniejsze od 20 mg/Nm³), a dla nowych bloków na poziomie 10 mg/Nm³ czyli takim, które spełniają wymagania nowej dyrektywy w sprawie emisji przemysłowych.

Obliczeniowe stężenia średnioroczne pyłu w powietrzu atmosferycznym w punkcie występowania maksymalnego oddziaływania (o wartości 6,21 µg/m³) są wynikiem oddziaływań lokalnych od istniejących niskich źródeł emisji pyłu i występują na terenie elektrowni (Aneks – rysunek 24 (numeracja zachowana zgodnie z Raportem)).

Przy porównaniu obliczeń dla stanu obecnego i wariantu pracy z nowymi blokami przyrost stężeń pyłu od 6,21 µg/m³ do 6,61 µg/m³ wynika z uwzględnienia w obliczeniach dodatkowych, nowych niskich źródeł emisji pyłu związanych z pracą bloków nr 5 i 6. Wysokie źródła (istniejący komin energetyczny, chłodnie kominowe) charakteryzują się występowaniem ich maksymalnych oddziaływań na znacznie niższym poziomie i w odległości kilku kilometrów od elektrowni. Na podstawie wyników pomiarów maksymalne stężenie S_{mm} od chłodni wynosi 1,579 µg/m³ i występuje w odległości 6 874 m od chłodni, w przypadku istniejącego komina 250-cio metrowego maksymalne stężenie S_{mm} wynosi 0,968 µg/m³ i występuje w odległości 5 296 m od tego emitora. Bezpośrednio przy granicy terenu elektrowni stężenia od tych emitatorów są bliskie zeru.

W związku z tym na podstawie przyrostu przyziemnych stężeń pyłu w obliczeniowym maksimum nie można wnioskować (co proponuje Stowarzyszenie Silesia) o emisjach z istniejącej i nowej części elektrowni.

5c. Problem wartości odniesienia oraz „powietrznych” dyrektyw unijnych

W wyjaśnieniach do raportu OOS z sierpnia i z września 2010 r., które zebrano razem i powtórzono w załączonym Aneksie („Energoprojekt-Warszawa” S.A. nr arch.: 1 236 493_00) dokonano oceny oddziaływania elektrowni w zakresie metali ciężkich z uwzględnieniem zaostrożonych docelowych stężeń arsenu i kadmu. Wynika z niej, że prognozowane stężenia tych zanieczyszczeń w powietrzu będą mniejsze niż 0,2 % stężeń dopuszczalnych wprowadzonych dyrektywą 2004/107/WE i rozporządzeniem MŚ z 26 stycznia 2010 r.

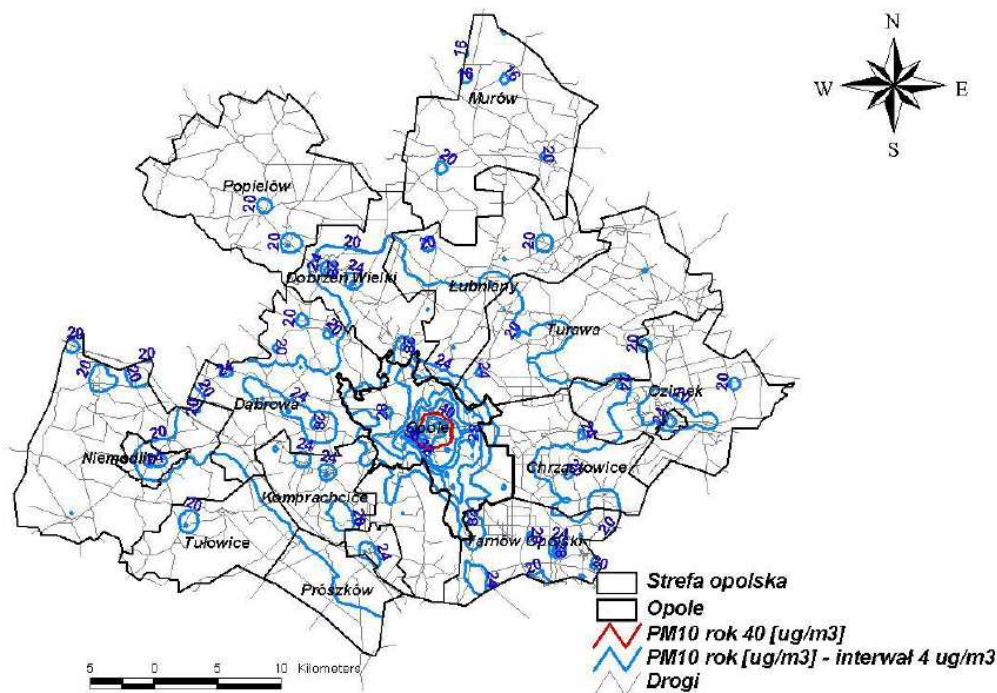
W podobny sposób można oszacować, że stężenia niklu w miejscu występowania maksimum stężeń wyniosą 1,2 % dopuszczalnych wprowadzonych dyrektywą 2004/107/WE.

W związku z aktualnymi przekroczeniami dopuszczalnych stężeń pyłu PM10 dla strefy opolskiej, uchwałą nr XXXIII/352/2009 Sejmiku Województwa Opolskiego z dnia 7 lipca 2009 r. przyjęty został „Program ochrony powietrza dla strefy opolskiej”. Zgodnie z informacjami zamieszczonymi w programie, cyt.: *„analiza sytuacji przekroczeń w Opolu na stacji przy ul. Oleskiej wskazuje, że aż 97% przypadków występuje w sezonie zimowym. W związku z tym wydaje się zasadne stwierdzenie, że za przekroczenia poziomu dopuszczalnego stężeń pyłu zawieszonego PM10 w znacznej mierze odpowiedzialna jest niska emisja z systemów grzewczych.”*

W Programie Ochrony Powietrza sformułowano wymienione poniżej, cyt.: *„Działania naprawcze w zakresie emisji pyłu zawieszonego PM10. Podstawowe kierunki działań zmierzających do przywracania poziomów dopuszczalnych pyłu zawieszonego PM10 powinny się koncentrować na następujących głównych zagadnieniach:*

- 1. Obniżenie emisji komunikacyjnej w Opolu poprzez wprowadzenie strefy ograniczonego ruchu w Starym Mieście i Śródmieściu oraz budowę obwodnicy południowej;*
- 2. Obniżenie emisji komunikacyjnej w Opolu poprzez zwiększenie częstotliwości sprzątania ulic w okresie bezdeszczowym;*
- 3. Obniżenie emisji z energetycznego spalania paliw dla celów komunalnych budynków ogrzewanych obecnie indywidualnie głównie piecami węglowymi do sieci ciepłowniczej;*
- 4. Obniżenie emisji przemysłowej;*

Poniżej przedstawiono rozkład stężeń średniorocznych pyłu zawieszonego PM10 z emisji całkowitej w strefie opolskiej wg “Programu ochrony powietrza dla strefy opolskiej”



Rysunek 105 Rozkład stężeń pyłu zawieszonego PM₁₀ o okresie uśredniania wyników pomiarów rok kalendarzowy z emisji całkowitej na terenie strefy opolskiej w 2005 r.

Wynika stąd, że problem aktualnego stanu jakości powietrza w zakresie pyłu na terenie strefy opolskiej (określone dla Elektrowni Opole tło na poziomie $28 \mu\text{g}/\text{m}^3$) nie wynika jedynie z oddziaływania Elektrowni, której udział w tle, jak wykazano jest niewielki. Niewielki wpływ na wartości emisji pyłu na terenie strefy opolskiej będą miały też nowe bloki, dla których maksymalna obliczeniowa wartość w zakresie stężeń średniorocznych wynosić będzie $0,046 \mu\text{g}/\text{m}^3$ (0,16 % udziału w odniesieniu do aktualnego poziomu tła).

Reasumując należy stwierdzić, że to nie w Elektrowni Opole, ani w jej planach inwestycyjnych należy szukać ograniczeń emisji, które mają doprowadzić do zmniejszenia stężeń w powietrzu.

Jak słusznie zwraca na to uwagę Stowarzyszenie Silesia istnieje silna korelacja pomiędzy stężeniami pyłu PM₁₀ i PM_{2,5}. Biorąc powyższe pod uwagę oraz uwzględniając fakt, że rozporządzenie MŚ z 26 stycznia 2010 r. nie określa dopuszczalnych stężeń pyłu zawieszonego PM_{2,5} w powietrzu w raporcie porzeczano na obliczeniach stężeń PM₁₀. Dla celów interpretacji wyników obliczeń rozprzestrzeniania z marginesem bezpieczeństwa przyjęto, że 100 % emisji pyłu PM₁₀ stanowi pył PM_{2,5}, chociaż w rzeczywistości jego udział jest mniejszy.

Obliczeniowe maksymalne stężenie średnioroczne $6,61 \mu\text{g}/\text{m}^3$ pyłu zawieszonego PM₁₀ uwzględnia łączne oddziaływanie istniejącej i nowej części elektrowni.

Maksymalne obliczeniowe stężenie średnioroczne pyłu zawieszonego PM 10 od samych projektowanych bloków wynosi $0,046 \mu\text{g}/\text{m}^3$ (Aneks – rysunek 43 i rysunek 45 (numeracja zachowana zgodnie z Raportem)).

Oznacza to, że stężenia średnioroczne pyłu PM_{2,5} (traktowane granicznie jako 100% PM₁₀) w miejscu występowania obliczeniowego maksimum od nowych bloków będzie stanowiło zaledwie 0,23 % wartości docelowej PM_{2,5} ($20 \mu\text{g}/\text{m}^3$).

Zdajemy sobie sprawę, że ocena udziału pyłu PM_{2,5} w emitowanym pyłu jest bardzo istotna, chociażby z uwagi na to, że poziom docelowy dla PM 2,5 (na podstawie dyrektywy 2008/50 (CAFE)) wynosi $25 \mu\text{g}/\text{Nm}^3$ po roku 2015 dla jednego roku i $20 \mu\text{g}/\text{Nm}^3$ jako średnia 3-letnia w latach 2013-2015.

W uwagach i wnioskach do raportu oddziaływania na środowisko budowy bloków 5 i 6 Elektrowni PGE Opole w Brzeziu przedstawionych przez Stowarzyszenie Technologii Ekologicznych SILESIA podana została informacja, że w zakładce na stronie tematycznej: E.ON Staudinger <http://www.dflid.de/Andere/Staudinger/ROV/GSt_ROV_humantox_Gutachten_22_10_2008.pdf> (str. 23-25) przedstawione są badania stężeń pyłu PM₁₀ oraz PM_{2,5} w okolicach projektowanej rozbudowy elektrowni, z których wynika, że udział pyłu PM_{2,5} w pyłu PM₁₀ wynosi około 71% (jako średnia zawartości pyłu PM_{2,5} w pyłu PM₁₀).

Biorąc powyższe pod uwagę, poniżej przedstawiono szacunkową ocenę wpływu nowych bloków na stan jakości powietrza. Przyjmując aktualny poziom tła w zakresie pyłu zawieszonego PM₁₀, określony przez WIOŚ na poziomie $28 \mu\text{g}/\text{m}^3$ uwzględniający już udział istniejącej Elektrowni Opole i zakładając, że pył PM_{2,5} stanowi 71% ilości pyłu PM₁₀, można oszacować, że aktualny poziom tła w zakresie pyłu PM_{2,5} wynosi $71\% \times 28 \mu\text{g}/\text{m}^3 = 19,88 \mu\text{g}/\text{m}^3$.

Maksymalne obliczeniowe stężenie średnioroczne pyłu zawieszonego PM₁₀ od samych projektowanych bloków wynosi $0,046 \mu\text{g}/\text{m}^3$ (Aneks – rysunek 43 i rysunek 45 (numeracja zachowana zgodnie z Raportem)). Stąd szacowana emisja pyłu PM₁₀ od samych projektowanych bloków wynosi $71\% \times 0,046 \mu\text{g}/\text{m}^3 = 0,033 \mu\text{g}/\text{m}^3$.

Oznacza to, że wartość stężenia średniorocznego pyłu PM_{2,5} w miejscu występowania obliczeniowego maksimum od nowych bloków z uwzględnieniem wartości tła będzie wynosiła $19,88 \mu\text{g}/\text{m}^3 + 0,033 \mu\text{g}/\text{m}^3 = 19,913 \mu\text{g}/\text{m}^3$, dotrzymując $20 \mu\text{g}/\text{m}^3$ tj. poziom docelowy dla PM 2,5 po roku 2015.

6. Emisja skumulowana i innymi inwestycjami w Opolu

Wyjaśnienia Elektrowni przyjęto bez zastrzeżeń.

7. Składowanie popiołów w opolskich kamionkach

Po raz kolejny podkreślamy, że Elektrownia dokłada wszelkich starań, aby **nie składować** odpadów paleniskowych (ups-ów), a wykorzystywać je w bardziej racjonalny sposób *vide* składowisko Groszowice.

Ponadto pragniemy wyjaśnić, że modernizacja istniejących bloków m.in. budowa instalacji odazotowania spalin jest prowadzona w oddzielnych postępowaniach administracyjnych i nie należy ich łączyć z budową bloków 5 i 6.

We wcześniejszych dokumentach szeroko przedstawiliśmy status składowiska awaryjnego Groszowice, dlatego stwierdzenie, że stanowi ono „*dziś zaplecze cennego zespołu przyrodniczego-łąki w NWK-Groszowice*”, jest chyba przesadą. Fakt występowania na obrzeżach kompleksu (teren przewidziany pierwotnie pod strefę ochronną o powierzchni około 8 ha, z czego 5 ha należy do Elektrowni) unikatowej roślinności, oddalonego w linii prostej o ok. 1,5 km od istniejących pól składowych (ewentualne miejsce składowania odpadów) nie może mieć wpływu na funkcjonowanie tego obiektu, którego całkowity obszar wynosi 163 ha.

Wszystkie przewidywane do wytworzenia odpady zostały opisane w raporcie OOŚ z uwzględnieniem ich charakterystyki. Jeżeli chodzi o ups to są one systematycznie kontrolowane, również w zakresie promieniowania naturalnego. Obowiązujące w Polsce *Rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 2 stycznia 2007¹ w sprawie wymagań dotyczących zawartości naturalnych izotopów promieniotwórczych stosowanych w budynkach przeznaczonych na pobyt ludzi i zwierząt, a także w odpadach przemysłowych stosowanych w budownictwie*, szczegółowo określa parametry oraz metodykę badań również odpadów wykorzystywanych w budownictwie. Bada się następujące naturalne izotopy pierwiastków: K-40, Ra-226, Th-228. Pragniemy zwrócić uwagę, że współczynnik $f_2 = 200 \pm 20\%$ Bq/kg dotyczy ograniczenia dla **materiału budowlanego** (np. gotowego betonu lub cementu) a nie surowców użytych do produkcji materiału budowlanego np. popiołu, chyba że popiół stanowi bezpośredni materiał budowlany. Wieloletnie badania wykazały, że popioły

¹ Rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 2 stycznia 2007 r. w sprawie wymagań dotyczących zawartości naturalnych izotopów promieniotwórczych potasu K-40, radu Ra-226 i toru Th-228 w surowcach i materiałach stosowanych w budynkach przeznaczonych na pobyt ludzi i inwentarza żywego, a także w odpadach przemysłowych stosowanych w budownictwie, oraz kontroli zawartości tych izotopów (Dz.U.07.4.29)

z Elektrowni Opole osiągają ok. 50% tej wartości (w latach 2004-2010 $f_2 = 110 \div 132$ Bq/kg). Również skład chemiczny oraz wymywalność jest badana w ups-ach.

Nie bardzo wiadomo o jakich odpadach toksycznych mówi w swoim wystąpieniu STE Silesia. Stężenie amoniaku, używanego do odazotowania, na wylocie za SCR-em jest wymagane w SIWZ na poziomie 2 p.p.m, m.in. aby zabezpieczyć właściwą jakość popiołu.

Ponownie informujemy, że popiół nie spełniający norm do produkcji betonu może być użyty do produkcji cementu lub wykorzystany jako materiał do rekultywacji i wypełniania pustek w kopalniach, o ile spełnia stosowne wymagania. Dla każdego kierunku wykorzystania ups-ów są prowadzone oceny możliwości jego wykorzystania zgodnie z obowiązującymi przepisami. Oceny są wykonywane w oparciu o szczegółowe badania laboratoryjne. W załączeniu przesyłamy badania wykonane przez GIG w Katowicach w I półroczu 2010r. dla popiołu przeznaczonego do wykorzystania w podziemiach kopalń węgla kamiennego (załącznik nr 1). Jest to popiół nie spełniający wymogów normy popiołu do produkcji betonu oraz normy popiołu do produkcji cementu. Na podstawie dotychczasowych doświadczeń wynika, że prawidłowe prowadzenie pracy całej Elektrowni oraz funkcjonujący od 13 lat system nadzoru nad produkcją popiołu do produkcji betonu pozwalają uzyskać i posegregować popiół do dalszego wielokierunkowego wykorzystania.

Problem wykorzystania odpadów masowych – ups-ów, w tym ich składowania oraz wykorzystania do rekultywacji szczegółowo przedstawiliśmy w naszym piśmie z dnia 16 sierpnia 2010r. (znak: PD/231/15/09/64/198/7792/10). Jeszcze raz pragniemy podkreślić, że każde postępowanie administracyjne Elektrowni oraz firm występujących w jej imieniu jest oparte o przepisy obowiązującego prawa.

Zapis w ROŚ o szczególnej ochronie unikatowych roślin na łąkach w Nowej Wsi Królewskie świadczy o rzetelnym traktowaniu ochrony przyrody przez Elektrownię, gdyż zapis ten dotyczy istniejącego, czynnego składowiska Groszowice, na terenie którego nie przewiduje się żadnych zmian w związku z budową bloków 5 i 6.

Po uzyskaniu informacji, w połowie 2009r. o planach utworzenia użytku ekologicznego obejmującego ok. 5 ha gruntów będących w jej władaniu Elektrownia wystąpiła do miasta Opola z propozycją ich zbycia. Miasto Opole odmówiło zakupu przedmiotowego obszaru, dlatego Zarząd Elektrowni podjął decyzję o sprzedaży, z wolnej ręki (a więc bez przetargu), kompleksu łąkowego proponowanego pod użytek ekologiczny organizacji ekologicznej. Wybór takiego rozwiązania został podyktowany troską o właściwe użytkowanie łąk oraz miał na celu umożliwienie fachowej obserwacji tego unikatowego obszaru. Zgodnie z procedurami obowiązującymi w spółce, zlecono wycenę przedmiotowego obszaru

biegłemu. Niestety Rada Miasta Opola uchwałą nr LX/624/2009 z dnia 15 grudnia 2009r. (dostarczoną do RDOŚ-u we wrześniu 2010r.) ustanowiła użytek ekologiczny tylko na działce przyległej do działek użytkowanych przez Elektrownię, wobec czego rzeczoznawca majątkowy wycenił ten obszar jak teren nadający się pod inwestycje. Obecnie trwa powtórne oszacowanie wartości tego terenu.

8. Droga dojazdowa Opole – Elektrownia

Odpowiedź Elektrowni przyjęto do wiadomości.

9. Emisja rtęci do wód powierzchniowych

W związku z brakiem bazy danych nt. stanu środowiska, a ściślej mówiąc nt. zawartości rtęci w środowisku wodnym rzeki Odry w przekroju odprowadzania ścieków zarówno dla wody jak i biotopu (biomasa ryb, roślin, osady denne) wykonawca raportu nie mógł ocenić czy stan środowiska jest zadowalający pod tym względem czy też nie. Mając jednak na uwadze to, że rtęć zaliczana jest do substancji szczególnie szkodliwych dla środowiska wodnego w raporcie wykazano, że w rozwiązaniach projektowych nowych bloków zastosowano takie techniki ograniczenia emisji rtęci między innymi do wód jak i oczyszczania ścieków, które pozwolą na redukcję tego zanieczyszczenia do poziomów dużo poniżej obowiązujących standardów emisyjnych. Zastosowane rozwiązania należą do najbardziej zaawansowanych dostępnych obecnie technik, rekomendowanych dla dużych źródeł spalania.

Obliczenia ładunku rtęci odprowadzanego do rzeki Odry obecnie w ściekach (0,23 kg/rok) i po wybudowaniu nowych bloków (0,60 kg/rok) dotyczą ścieków z odsiarczania spalin jako potencjalnie najbardziej obciążonych obecnością tego zanieczyszczenia.

Dane zawarte w wykazach E-PRTR dla Elektrowni Opole dotyczą całkowitego ładunku odprowadzanego z Elektrowni do rzeki w ściekach zbiorczych (mieszanina oczyszczonych ścieków deszczowo-przemysłowych, w tym ścieków z odsiarczania i bytowych).

Różnice w wielkościach raportowanych w E-PRTR i wyliczonych przez wykonawcę raportu nie wynikają z sugerowanego ponad 10-krotnego zmniejszenia w ostatnim czasie ładunku rtęci odprowadzanego do wód, ale z metodyki obliczania ładunku. Rtęć w ściekach odprowadzanych z Elektrowni Opole oznaczana jest za pomocą atomowej spektrometrii absorpcyjnej zgodnie z normą PN-EN 1483. Niemniej zarówno wykrywalność jak i precyzja oraz dokładność tej metodyki mają swoje ograniczenia. W konsekwencji laboratorium oznacza stężenia rtęci w ściekach z dokładnością do 1 µg/l. Oznacza to, że w analizach w

których podano stężenie w wielkości $<0,001$ mg/l faktyczne stężenie rtęci może być zarówno bliskie zero jak i bliskie wielkości $1 \mu\text{g/l}$. Stąd też najbardziej wiarygodne są pomiary stężenia rtęci w ściekach z odsiarczania, gdzie rtęć w ściekach występuje w ilościach powyżej poziomu wykrywalności. Tam gdzie zawartość rtęci jest śladowa (a do takich zaliczane są ścieki zbiorcze) błąd obliczeniowy jest bardzo duży. Zaokrąglenie do $1 \mu\text{g/l}$ wszystkich badań, które wykazują stężenie poniżej poziomu wykrywalności jak i przyjęcie stężenia $1 \mu\text{g/l}$ tam gdzie oznaczono zawartość rtęci na tym poziomie (błąd związany z precyzją i dokładnością oznaczenia powyżej poziomu wykrywalności stanowi ok. 20%) powoduje zawyżenie ładunku rocznego. Rejestry E-PRTR mają charakter informacyjny.

Pomimo braku wiedzy o stanie wód rzeki Odry w zakresie zawartości rtęci, o czym powyżej, podjęto próbę oceny wpływu odprowadzania ścieków zbiorczych z rozbudowanej elektrowni na jakość wód rzeki Odry.

Analiza wpływu odprowadzania ścieków z rozbudowanej elektrowni do rzeki Odry w zakresie zawartości rtęci

Założono, że stan chemiczny rzeki w zakresie zawartości rtęci jest dobry. Przyjmuje się, że woda powierzchniowa osiąga dobry stan chemiczny jeżeli wskaźniki jakości wód nie przekraczają wartości granicznej określonej dla poszczególnych kategorii wód powierzchniowych w załączniku nr 8 do rozporządzenia Ministra Środowiska z dnia 20 sierpnia 2008 r. w sprawie sposobu klasyfikacji stanu jednolitych części wód powierzchniowych. Dla rtęci wartość graniczna stężenia określającego stan chemiczny wody jako dobry nie powinna przekraczać $0,07 \mu\text{g/l}$ (WIOŚ określając stężenia rtęci w wodach innych rzek, gdzie prowadzony jest monitoring, podaje wyniki z dokładnością do $0,5 \mu\text{g/l}$).

Jakość ścieków w zakresie stężenia rtęci określono na poziomie $1 \mu\text{g/l}$ (granica oznaczalności).

Obliczenia przeprowadzono dla charakterystycznych przepływów rzeki w przekroju odprowadzania ścieków (km 161+800), określonych przez IMGW w Opolu (opracowanie z grudnia, 2009 r.). Wyniki obliczeń zestawiono w tabelach 1 i 2 poniżej.

Przyrosty stężeń przy tak przyjętych założeniach kształtują się na poziomie $0,001$ - $0,013 \mu\text{g/l}$ dla wariantu 1 odprowadzania ścieków (wariant 1 – woda pobierana z rz. Mała Panew) i odpowiednio na poziomie $0,002$ - $0,030 \mu\text{g/l}$ dla wariantu 2 odprowadzania ścieków (wariant 2 – woda pobierana z rz. Odry).

Obliczenia te są bardzo hipotetyczne. Stężenia rtęci w ściekach zbiorczych mogą być znacznie mniejsze. W analizach jakości ścieków zbiorczych odprowadzanych obecnie z elektrowni (nowe bloki zasadniczo nie zmieniają składu odprowadzanych ścieków) stężenia rtęci są poniżej poziomu oznaczalności lub na poziomie 1 µg/l. Założenie, że rzeka Odra prowadzi wody o dobrym składzie chemicznym może być zbyt optymistyczne. Przeprowadzone obliczenia przy tak przyjętych założeniach zaostrzają wyniki analizy.

Tabela 1 Analiza wpływu odprowadzania ścieków z Elektrowni Opole po rozbudowie o 2 bloki na stan jakości wód rzeki Odry w zakresie zawartości rtęci (wariant 1 – woda pobierana z rz. Mała Panew)

	Rzeka Odra			Ścieki zbiorcze - wariant 1			Rzeka Odra po wprowadzeniu ścieków		Przyrost zanieczyszczeń mg/dm ³
	przepływ w rzece	stężenie soli	ładunek soli	przepływ ścieków	stężenie rtęci	ładunek soli w ściekach	łączny ładunek soli	stężenia w rzece	
	m ³ /s	mg/dm ³	g/s	m ³ /h	mg/dm ³	g/s	g/s	mg/dm ³	
SNQ	39,30	0,00007	0,00275	1798,0	0,001	0,0005	0,00325	0,00008	0,000013
SSQ	94,50		0,00662				0,00711	0,00008	0,000005
SWQ	620,00		0,04340				0,04390	0,00007	0,000001

Tabela 2 Analiza wpływu odprowadzania ścieków z Elektrowni Opole po rozbudowie o 2 bloki na stan jakości wód rzeki Odry w zakresie zawartości rtęci (wariant 2 – woda pobierana z rz. Odry)

	Rzeka Odra			Ścieki zbiorcze - wariant 2			Rzeka Odra po wprowadzeniu ścieków		Przyrost zanieczyszczeń mg/dm ³
	przepływ w rzece	stężenie soli	ładunek soli	przepływ ścieków	stężenie rtęci	ładunek soli w ściekach	łączny ładunek soli	stężenia w rzece	
	m ³ /s	mg/dm ³	g/s	m ³ /h	mg/dm ³	g/s	g/s	mg/dm ³	
SNQ	39,30	0,00007	0,00275	4233,0	0,001	0,0012	0,00393	0,00010	0,000030
SSQ	94,50		0,00662				0,00779	0,00008	0,000012
SWQ	620,00		0,04340				0,04458	0,00007	0,000002

Elektrownia nie ma obowiązku tworzenia baz danych nt. stanu środowiska. Podstawą do określenia jakości wody w rzece Odrze nie mogą być pojedyncze wyrwykowe pomiary, ale metodyczny ciąg pomiarów o odpowiednim czasie trwania.

Wnioski :

Propozycja STE Silesisa, zawarta we wnioskach aby: **Przedstawić w kolejnym aneksie do raportu wariant najkorzystniejszy dla środowiska** polegający na budowie dwóch bloków energetycznych pyłowych, fluidalnych lub w układzie gazowo-parowym o mocy 2 x 900 MW przy **jednoczesnym wyłączeniu z użytkowania bloków 1-4** jest bezzasadna, gdyż obecnie pracujące bloki Elektrowni nadal mieszczą się w pierwszej dziesiątce najsprawniejszych polskich bloków energetycznych.

Poniższa tabela przedstawia sprawność elektrowni blokowych o mocach 200-500 MW za 2009 rok (ze względu na brak danych dla poszczególnych jednostek podano sprawności ogólne elektrowni).

Najwyższe pozycje w tabeli zajmują bloki wybudowane w technologii nadkrytycznej i pracujące w krajowym systemie elektroenergetycznym nie dłużej niż 3 lata (Pątnów -2007r., Łagisza -2009r.). W Elektrowni Opole pierwszy blok został oddany do eksploatacji w 1993r. a czwarty w 1997r., a więc w 2016 roku będą miały ok. **20 lat (a nie 30)**. Przy budowie bloków energetycznych zakłada się ich minimalny czas pracy na 35 lat (str. 99 pkt.7.4 raportu), a de facto likwidacja następuje po okresie 45 lat, co nie odbiega od standardów światowych.

L.p.	Elektrownia	Sprawność	
		Brutto	netto
1.	Łagisza 460 MW	44,1	-*
2.	Patnów II 464 MW	41,8	-*
3.	Opole	38,8	36,1
4.	Kozienice 200 MW	38,5	35,6
5.	Kozienice 500 MW	38,4	35,8
6.	Bełchatów	38,2	35,3
7.	Połaniec	38,0	34,5
8.	Rybnik	38,0	34,8
9.	Jaworzno III	37,9	34,1
10.	Łaziska	37,8	34,4
11.	Turów	37,6	34,0
12.	Dolna Odra	37,2	34,0
13.	Ostrołęka B	36,5	33,3
14.	Pątnów	32,7	29,0

* brak danych

Budowa bloków 5 i 6 z jednoczesnym wyłączeniem z eksploatacji bloków 1÷4 nie rozwiązuje przewidywanego deficytu energii w Polsce.

Proponowane przez STE Silesia warianty rozwiązań technologicznych bloków były szczegółowo analizowane na etapie prac przedprojektowych. Poniżej krótkie zestawienie wniosków z tych analiz².

Warianty technologiczne

Spośród technologii energetycznych wytwarzania elektryczności potencjalne możliwości zastosowania w PGE Elektrownia Opole S.A. analizowano dla następujących przypadków:

- technologia pyłowa na węglu kamiennym ze współpalaniem biomasy,
- technologia fluidalna na węglu kamiennym ze współpalaniem biomasy,
- układy gazowo-parowe na gazie ziemnym,
- układy wielopaliwowe (węgiel, gaz, biomasa).

Układ gazowo-parowy zintegrowany z instalacją zgazowania węgla nie był brany do szczegółowych rozważań ekonomicznych. Działające układy gazowo-parowe ze zgazowaniem paliw stałych (węgla kamiennego, ewentualnie z dodatkiem biomasy) nie udowodniły jeszcze, że są komercyjnie konkurencyjne. Obecne instalacje IGCC nie mogą konkurować z siłowniami pyłowymi na parametry nadkrytyczne oraz z techniką fluidalną opartą o kotły z warstwą cyrkulacyjną. Dotychczas pracujące układy IGCC nie uzyskały jeszcze konkurencyjnego poziomu dyspozycyjności np. instalacje Buggenum, po siedmiu latach eksploatacji osiągnęła dyspozycyjność na poziomie 75%, co jest największą wartością uzyskaną w praktyce wśród eksploatowanych układów IGCC dużej mocy. Reasumując technologię IGCC uznano za zbyt kosztowną i niedojrzałą technologicznie do zastosowania w PGE Elektrowni Opole S.A. w horyzoncie oddania instalacji do eksploatacji.

² Materiał poniżej przygotowano na podstawie opracowania pt. Analiza wyboru technologii konwersji energii chemicznej paliw w elektryczność dla nowych bloków energetycznych planowanych do budowy w PGE Elektrowni Opole SA autorstwa Politechniki Śląskiej, Zakład Energetyki Ciepłej i Chłodnictwa, Instytut Techniki Ciepłej, wrzesień 2006 r.

Układy gazowo-parowe na gazie ziemnym, jak przewidują eksperci, będą jeszcze dominowały w Europie do roku 2020. Potem jednak główną rolę zaczną odgrywać węgiel. Relatywnie wysoka cena gazu ziemnego w Polsce i sprawia, że gaz ziemny nie jest konkurencyjny w stosunku do węgla w blokach pracujących w podstawie obciążeń elektroenergetycznych. To nie wyklucza zastosowania gazu ziemnego w układach szczytowych. Węgiel pozostanie jednak dla Polski podstawowym paliwem pierwotnym do produkcji elektryczności. Węgiel gwarantuje bowiem bezpieczeństwo energetyczne Polski. Kraje, których sytuacja w dostępności energii pierwotnej jest podobna do Polski (np. USA) również traktują węgiel jako gwarancję bezpieczeństwa energetycznego kraju. Układ gazowy jest natomiast rozpatrywany szczegółowo w niniejszej analizie jako moduł układu wielopaliwowego. Daje on wówczas możliwości pozyskania dodatkowych przychodów poprzez świadczenie usług systemowych, jak również przez odpowiednią organizację wytwarzania elektryczności w przypadku obowiązywania zróżnicowanych taryf na energię elektryczną szczytową i dolinową.

Technologia pyłowa z parametrami nadkrytycznymi, po dwudziestu ostatnich latach doświadczeń z blisko 400 blokami pracującymi na świecie udowodniła, że niezawodność i dyspozycyjność tych jednostek jest co najmniej tak wysoka, jak układów konwencjonalnych na parametrach podkrytycznych. Dyspozycyjność układów z parametrami nadkrytycznymi jest oceniana na poziomie 90-94%. Parametry nadkrytyczne, które obecnie można przyjąć za referencyjne dla planów budowy bloków 5 i 6 w PGE Elektrownia Opole to 28,5 MPa, 600/620°C. Sprawność referencyjna netto wytwarzania energii elektrycznej - $h = 46\%$. Kierowano się przy tym blokiem referencyjnym „Reference Power Plant North Rhine-Westphalia”. Za parametry graniczne odpowiadające ostatnim osiągnięciom inżynierii materiałowej można obecnie przyjąć 30MPa i 630/630°C. Należy jednak zaznaczyć, że nowe materiały nie zostały jeszcze do końca sprawdzone w dostatecznie długim czasie eksploatacji. Decyzja o przyjęciu wyższych parametrów termicznych dla bloków 5 i 6 PGE Elektrowni Opole S.A. może być podjęta po uzyskaniu najnowszych informacji (np. w akcji ofertowej) potwierdzających przewidywaną dyspozycyjność bloków pracujących przy parametrach uznanych obecnie za graniczne.

Przyszłość bloków pyłowych na parametry nadkrytyczne po roku 2015 z perspektywą do 2030 to:

- 35 MPa, 700/720°C - $h = 50-51\%$
- 35 MPa, 700/720/720°C - $h = 53-54\%$

Dyspozycyjność 97%.

Zakres dostępnych komercyjnie bloków energetycznych w technologii pyłowej z parametrami nadkrytycznymi to 350-1050 MW_{el}.

Technologia fluidalna (kotły CFB) to przede wszystkim możliwość osiągnięcia niskich emisji SO₂ i NO_x bez konieczności instalowania zewnętrznych urządzeń ochronnych, niska emisja węglowodorów, wysoka skuteczność spalania części palnych zawartych w paliwie. Drugą zaletą tej technologii to elastyczność paliwowa, która pozwala na spalanie paliw odpadowych, jak również praktyczny brak ograniczenia technologicznego przy spalaniu biomasy. Największy blok w technice fluidalnej na parametry nadkrytyczne o mocy 460 MW_{el} pracuje obecnie w Polsce (Elektrownia Łagisza). Parametry termiczne tego bloku to 27,5 MPa, 560/580°C. Sprawność energetyczna netto wytwarzania energii elektrycznej w przypadku przyjętego bloku referencyjnego $h = 43,3\%$. Jako drugą opcję bloku referencyjnego dla technologii fluidalnej przyjęto blok energetyczny CFB firmy Foster Wheeler na parametry nadkrytyczne o mocy 600 MW_{el}, którego projekt jest zakończony.

Sprawność energetyczna netto wytwarzania energii elektrycznej wg danych projektowych $h = 45\%$. Parametry termiczne tego bloku to: 31,5 MPa; 604/621°C.

Cecha technologii fluidalnej jaką jest możliwość spalania tanich węglowych paliw odpadowych w przypadku PGE Elektrownia Opole, położonej ok. 100 km od kopalń, przestaje być zaletą ze względu na większy wolumen i przez to większy koszt przetransportowania paliwa, w stosunku do węgla odpowiednich dla kotłów pyłowych. Również możliwość spalania dużych ilości biomasy (druga z zalet techniki fluidalnej) nie jest realna w warunkach Elektrowni Opole. Ograniczeniem dla zastosowania technologii fluidalnej jest obecnie moc największych, dostępnych komercyjnie jednostek, wyraźnie niższa aniżeli w technologii pyłowej.

Zastosowanie tej technologii wymagałoby instalowania dwóch jednostek zamiast jednej w technologii pyłowej. Drugą wadą tej technologii jest znacznie większe zużycie sorbentu (co najmniej o 50% większe w stosunku do zapotrzebowania dla IOS kotła PC) oraz konieczność zagospodarowania znacznej ilości odpadów paleniskowych zawierających produkty wiązania siarki w kotle fluidalnym, o dużo gorszych własnościach niż odpady z kotłów pyłowych. Z uwagi na brak rozpowszechnionej technologii gospodarczego wykorzystania tych odpadów wymagałyby to ich składowania w całości na szczelnym składowisku.

Przyszłość bloków energetycznych w technice fluidalnej w horyzoncie czasowym 2030 to moce bloków w granicach 600-800 MW_{el}, parametry nadkrytyczne 36,5MPa, 700°C i sprawność wytwarzania energii elektrycznej na poziomie 50%.

Technologia wielopaliwowa (węgiel kamienny, gaz ziemny, biomasa), ze względu na podstawową zaletę, jaką jest elastyczność paliwowa uniezależniająca w pewnym stopniu elektrownię od koniunktury na rynku paliw pierwotnych był interesującą rozważaną opcją dla PGE Elektrownia Opole. Jako układ referencyjny w analizie przyjęto Avedore 2 pracujące w trybie kondensacyjnym. Elektrownia Avedore 2, której budowę ukończono w roku 2001 składa się z trzech modułów: siłownia główna (opalana obecnie gazem ziemnym), kocioł na biomasę współpracujący z układem parowym siłowni głównej oraz człon gazowy wyposażony w dwie turbiny lotnicze. Turbiny gazowe w Avedore 2 są wyłączane w okresie doliny nocnej. Wymienniki odzyskowe za turbinami gazowymi służą do podgrzewania kondensatu i wody zasilającej z układu parowego. Specyfiką Avedore 2 jest specjalny kocioł na biomasę służący do spalania słomy. Avedore 2 jest zlokalizowana nad morzem, stąd chłodzenie morskie i dodatkowo gaz ziemny służący do opalania kotła głównego decydują o bardzo wysokich sprawnościach wytwarzania elektryczności, przy parametrach nadkrytycznych 30,5 MPa, 582/600°C. Sprawność netto wytwarzania energii elektrycznej przy pracy bez turbin gazowych wynosi 49%, przy pracy z turbinami gazowymi 51%.

Blok wielopaliwowy w PGE Elektrownia Opole S.A. mógłby być konkurencyjny dla technologii pyłowej na parametry nadkrytyczne ze współspalaniem biomasy w przypadku wykorzystania jego dodatkowych zalet:

- spalanie biomasy 2 (słoma) w specjalistycznym kotle; ograniczeniem może być jej dostępność w odpowiedniej ilości,
- praca członu gazowego w okresie dziennym przy obowiązującej wielostrefowej taryfie na energię elektryczną.

Wymienione zalety są obecnie niezbyt realne do wykorzystania w PGE Elektrownia Opole ze względu na prognozowaną wysoką cenę gazu ziemnego i zbyt małą obecnie różnicę między szczytową i dolinową ceną energii elektrycznej oraz z uwagi na bariery logistyczne związane z pozyskiwaniem i składowaniem dużych ilości biomasy, kilkakrotnie większych niż obecnie spalane w Elektrowni Opole.

W każdym z układów węglowych przewidziano współspalanie biomasy. Przy obecnym stanie techniki sekwestracji CO₂ współspalanie biomasy stanowi, obok podwyższenia sprawności wytwarzania elektryczności praktycznie jedyny sposób ograniczenia emisji CO₂. W

przypadku technologii pyłowej udział biomasy w mieszance palnej w kotle może zmieniać się w granicach 10-20%. W kotle fluidalnym w zasadzie nie ma ograniczenia w udziale biomasy w mieszance palnej. W układzie wielopaliwowym przewidywany jest specjalny kocioł na biomasę 2 (słoma) pracujący równolegle z kotłem głównym, w którym może być spalana biomasa 1 (zrębki drzewne).

Analiza techniczno-ekonomiczna

Przyjęta przez Politechnikę Śląską do analizy techniczno-ekonomicznej moc bloku energetycznego wynosi 600 MW, co umożliwia analizę porównawczą w zakresie 4 różnych wariantów technologicznych (nie można porównywać bloku w technologii pyłowej z parametrami nadkrytycznymi o mocy 800-900 MW z blokami o podobnej mocy w innych technologiach z uwagi na brak odpowiednika w jednostkach obecnie budowanych lub oddanych do eksploatacji).

Za przyjęciem tej wartości mocy bloku przemawiały następujące przesłanki:

- w układach gazowo-parowych jednowałowych maksymalna³ moc bloku wynosi 520 MW_{el}, przy wyraźnej tendencji wzrostowej.
- referencyjny blok w technologii pyłowej z parametrami nadkrytycznymi „Reference Power Plant North Rhine-Westphalia” ma moc netto 600 MW_{el}
- wielopaliwowy blok energetyczny Avedore 2 pracujący w układzie kondensacyjnym z turbinami gazowymi ma moc brutto 615 MW_{el}
- komercyjny projekt bloku energetycznego w technologii fluidalnej na parametry nadkrytyczne autorstwa firmy Foster Wheeler ma moc 600MW

Z uwagi na wysoką cenę gazu ziemnego wyraźnie nieopłacalnymi okazały się warianty z jego spalaniem zarówno w układach gazowo-parowych jak i wielopaliwowych (przy założonej jednostrefowej cenie elektryczności). W układach wielopaliwowych praktycznie niemożliwe okazało się spalanie w warunkach PGE Elektrowni Opolo S.A. dużych ilości biomasy (rzędu od kilkuset tysięcy do miliona ton rocznie), co zakwalifikowało wariant wielopaliwowy jako mniej atrakcyjny od wariantów pyłowego i fluidalnego.

³ W czasie wykonywania analizy techniczno-ekonomicznej dla rozbudowy PGE Elektrowni Opolo S.,A.

Spośród rozważanych technologii energetycznych pozostały do ostatecznego wyboru duże technologie węglowe: pyłowa i fluidalna. Pierwsza jako wariant wnioskowany przez Inwestora, druga jako racjonalny wariant alternatywny.

Wyniki przeprowadzonej analizy techniczno-ekonomicznej wskazały na układ technologiczny z kotłem pyłowym jako zapewniający najlepsze wskaźniki opłacalności ekonomicznej. Różnice wskaźników oceny ekonomicznej obu technologii nie były jednak zbyt duże w odniesieniu do ponoszonych nakładów inwestycyjnych.

Reasumując, technologią rekomendowaną dla nowych bloków 5 i 6, a zarazem najkorzystniejszą dla środowiska są bloki węglowe w technologii pyłowej na parametry nadkrytyczne, zapewniające sprawność bloku na poziomie 46%. Jest to rozwiązanie najbardziej dojrzałe technicznie i przynoszące najlepsze wyniki ekonomiczne ze wszystkich technologii.

W tabeli 1 zamieszczono porównanie obu technologii dla bloków o mocy łącznej 1800 MW (dla bloków w technologii węglowej pyłowej założono 2 bloki po 900 MW, dla bloków w technologii węglowej fluidalnej założono 4 bloki po 450 MW).

Tabela 3

Porównanie cech bloków kondensacyjnych w technologii pyłowej (wariant wnioskowany) i fluidalnej (wariant alternatywny) z parametrami nadkrytycznymi w aspekcie środowiskowym

CECHY	UKŁAD TECHNOLOGICZNY Z KOTŁEM PYŁOWYM	UKŁAD TECHNOLOGICZNY Z KOTŁEM FLUIDALNYM (odsiarczanie suche w złożu)
Sprawność energetyczna netto	0,46	0,45
Paliwo	możliwość współspalania biomasy ograniczona do ok. 10-15% udziału wagowego tego paliwa w mieszance zużycie węgla - 4453,1 Gg/rok	– możliwość spalania paliw niskiej jakości – brak ograniczenia technologicznego współspalania biomasy zużycie węgla - 4547,8 Gg/rok
Emisja zanieczyszczeń	SO ₂ - 3813 Mg/rok (dla standardu SO ₂ – 100 mg/Nm ³)	SO ₂ -5841 Mg/rok (dla Standardu SO ₂ – 150 mg/Nm ³)

	<p>NO_x-3813 Mg/rok</p> <p>Pył - 381 Mg/rok</p> <p>CO₂ - 10 232 100 Mg/rok</p>	<p>NO_x-3894 Mg/rok</p> <p>Pył - 389 Mg/rok</p> <p>CO₂ - 10 448 600 Mg/rok</p>
Produkcja stałych ubocznych produktów spalania i możliwości zagospodarowania	<p>Popiół lotny i żużel</p> <p>689 000 Mg/rok, w tym:</p> <p>Popiół lotny: 550 000 Mg/rok (290 000 Mg/rok - surowiec, 260 000 Mg/rok – odpad do zagospodarowania w procesie R14, R10)</p> <p>Żużel: 139 000 Mg/rok - odpad do zagospodarowania w procesie R14, R10</p>	<p>Mieszanka popiołu, gipsu bezwodnego i nadmiarowego sorbentu</p> <p>1 007 700 Mg/rok (przy stosunku molowym Ca/S = 1,5)</p> <p>Brak rozpowszechnionej technologii gospodarczego wykorzystania odpadu, składowanie jako najczęstsza metoda unieszkodliwiania</p>
Produkcja gipsu	<p>158 000 Mg/rok, w tym:</p> <p>142 000 Mg/rok – surowiec</p>	0
Zapotrzebowanie kamienia wapiennego	101 568 t/rok	156 800 t/rok (przy stosunku molowym Ca/S = 1,5)
Zapotrzebowanie wody	<p>22,9 mln m³</p> <p>Wielkości porównywalne</p>	<p>22,9 mln m³</p> <p>Wielkości porównywalne (zużycie mniejsze o ok. 225 000 m³/rok – woda do płukania)</p>
Produkcja ścieków	<p>Ścieki z odsiarczania spalin – 147 000 m³/rok.</p> <p>W zakresie pozostałych ścieków ilości porównywalne</p>	<p>Bezściekowe odsiarczanie</p> <p>W zakresie pozostałych ścieków ilości porównywalne</p>

Hałas	W porównaniu z kotłami fluidalnymi mniejsza ilość urządzeń emitujących hałas	Z uwagi na konieczność zastosowania większej ilości urządzeń emitujących hałas oddziaływanie bloków będzie większe w porównaniu z kotłami pyłowymi
Dojrzałość technologii	Najbardziej rozpowszechniona na świecie technologia konwersji węgla w elektryczność, stanowi ponad 90% całkowitej mocy uzyskiwanej ze spalania węgla. Zakres instalowanych mocy do ok. 1000 MWe.	Standardowe bloki o mocach do 340 MWe z klasycznymi kotłami fluidalnymi CFB oraz kotłami fluidalnymi typu COMPACT. Maksymalnie dostępne moce w perspektywie lat 2010-2015 (obecnie istnieją projekty) to 600-800 MWe

Załączniki:

1. Uzgodnienie lokalizacji ujęcia na rzece Odrze z RZGW we Wrocławiu
2. Opinia dot. możliwości wykorzystania popiołu lotnego (kod 100102) z PGE Elektrowni Opole SA w podziemiach kopalń węgla kamiennego –GIG-maj 2010r.