

WPLYW ENERGETYKI JĄDROWEJ NA BILANS ENERGETYCZNY I JEJ ROLA W REDUKCJI EMISJI CO₂

Andrzej Strupczewski
Instytut Energii Atomowej, POLATOM

1. ZAŁOŻENIA METODOLOGICZNE - ANALIZA W CAŁYM CYKLU ŻYCIA

1.1. Analiza w cyklu całego życia

W skali całego globu sektor energetyczny jest odpowiedzialny za około 40% emisji gazów cieplarnianych. Udział ten będzie większy, jeżeli uwzględnimy emisje w cyklu całego życia. Scenariusz podstawowy opisany w publikacji IEA z 2006 roku przewiduje, że wytwarzanie energii będzie powodować połowę emisji gazów cieplarnianych w okresie od 2004 do 2030 roku [1]. Dlatego też strategie ograniczania emisji gazów cieplarnianych w energetyce mogą odegrać kluczową rolę w spełnieniu zobowiązań krajów przyjętych w ramach traktatu z Kioto.

W czasie swojej pracy elektrownie jądrowe nie powodują żadnych emisji dwutlenku węgla ani innych gazów cieplarnianych, podobnie jak hydroelektrownie, wiatraki czy ogniwa słoneczne i inne Odnawialne Źródła Energii (OZE). Natomiast na pozostałych etapach cyklu paliwowego, od wydobycia uranu i produkcji urządzeń dla elektrowni jądrowej do likwidacji elektrowni i unieszkodliwienia odpadów występują procesy powodujące emisje gazów cieplarnianych, podobnie jak w przypadku OZE. I tak np. przy przewożeniu rudy uranowej spala się ropę, powodując emisje CO₂, przy produkcji stali na urządzenia elektrowni spala się węgiel i zużywa się energię elektryczną. Samo zużycie elektryczności nie powoduje emisji CO₂, ale trzeba ją przecież było wytworzyć. W przypadku elektrowni jądrowych można byłoby argumentować, że elektrownia jądrowa sama wytwarza energię elektryczną, a że czyni to w sposób ciągły, to można elektryczność potrzebną do całego cyklu jądrowego uzyskiwać właśnie z czystej bezemisyjnej pracy elektrowni jądrowych. Przyjęto jednak inne podejście, mniej korzystne dla energetyki jądrowej. Zakłada się mianowicie, że zużycie energii elektrycznej powoduje w ostatecznym rozrachunku średnie emisje CO₂ występujące w danym kraju przy wytwarzaniu elektryczności, z uwzględnieniem struktury źródeł energii elektrycznej w tym kraju. Stąd wynika wniosek, że produkcja materiałów i urządzeń w krajach o strukturze wytwarzania energii elektrycznej opartej na czystych źródłach, jak energia wodna lub jądrowa, powoduje mniejsze emisje CO₂ niż w krajach wytwarzających energię elektryczną w oparciu o spalanie węgla.

Założenie to przyjęto w największym na świecie studium wpływu wytwarzania energii elektrycznej na środowisko zwanym ExternE i realizowanym konsekwentnie przez Unię Europejską już przez ponad 15 lat. Obecnie założenie to jest przyjmowane jako oczywiste przez wszystkich zajmujących się porównawczymi studiami wpływu energetyki na środowisko i zdrowie człowieka. Jeśli wiemy, ile energii trzeba było zużyć do wyprodukowania danego urządzenia lub materiału, to możemy znając strukturę elektroenergetyki w danym kraju określić, jaka była związana z tym emisja CO₂. Bilans energetyczny danego źródła energii rozpatrywany w całym cyklu życia ma więc zasadnicze znaczenie dla oceny roli tego źródła w ograniczaniu lub powiększaniu emisji CO₂. Oznacza to, że wytworzenie pewnego urządzenia może wiązać się z większą lub mniejszą emisją CO₂ w zależności od kraju gdzie odbywa się produkcja, np. produkcja ogniw fotowoltaicznych powoduje mniejszą

emisję CO₂ we Francji, gdzie zużywa się energię elektryczną z niskoemisyjnych elektrowni jądrowych i wodnych, niż w Polsce, gdzie dla produkcji energii elektrycznej trzeba spalać węgiel. Te różnice uwzględnia się sporządzając bilans emisji CO₂ dla określonych urządzeń. Bilans ten jest więc efektem dwóch składowych – ilości potrzebnej energii i struktury elektroenergetyki w kraju producenta.

Należy przy tym pamiętać, że własności każdego z gazów cieplarnianych są odmienne. Aby móc porównywać emisje gazów cieplarnianych z różnych źródeł określono dla każdego z nich jego potencjał powodowania efektu cieplarnianego (Global warming potential) w stosunku do takiej samej ilości dwutlenku węgla CO₂. Według oceny IPCC z 2001 r. metan CH₄ i tlenek azotu (N₂O) powodują efekt cieplarniany 23 i 296 razy silniejszy niż CO₂. W przypadku innych działań, wymagających nie energii elektrycznej lecz ciepłej, znajduje się odpowiednie emisje uwzględniając równoważnik emisji, określony dla każdego rodzaju paliw – jak olej napędowy do silników diesla. Ale bilans emisji gazów cieplarnianych nie ogranicza się do zużycia energii – uwzględnia się także materiały potrzebne w całym cyklu życiowym, np. związki chemiczne, na wyprodukowanie których trzeba było zużyć pewną energię, a nawet pierwiastki, np., siarka lub żelazo, których wydobycie wymagało wkładu energii. Pojawiło się nowe pojęcie – „*embodied energy*” czyli energii zawartej w danym materiale, i opracowywane są bilanse energetyczne nie tylko dla określonych przedsięwzięć, ale i dla całych rejonów kraju [2].

Analiza ilości energii zużywanej w całym cyklu życia elektrowni jądrowej - lub elektrowni innych typów - ma też istotne znaczenie ze względu na określenie, jaka jest *intensywność energetyczna*, to jest stosunek energii, jaką musimy włożyć, do energii, jaką uzyskujemy w całym cyklu. Im mniejsza jest intensywność energetyczna tym lepiej – i tym krótszy jest czas zwrotu energii włożonej, zwanej też długiem energetycznym.

Wobec tego, że już po zwróceniu długu energetycznego elektrownie mogą jeszcze długo pracować, wprowadzono pojęcie krotności wkładu energetycznego, a więc stosunku ilości energii elektrycznej wytworzonej przez elektrownię w ciągu całego okresu jej życia do energii potrzebnej w odpowiednim cyklu paliwowym. Umożliwia to rozróżnienie elektrowni pracujących długo i niezawodnie od innych, pracujących krótko.

1.2. Metody oceny potrzebnych nakładów energetycznych

Metody ocen w całym cyklu życia (*Life cycle assessment – LCA*) dzielą się na analizę łańcucha procesów (*process chain analysis - PCA*) i analizę nakładów i efektów (*input/output I/O*), ale stosowane są także metody mieszane (*hybrydowe*). Analiza LCA wymaga dużo czasu i wysiłku, a wynik końcowy zależy od dostępności danych a także od przyjętych założeń odnośnie czasu pracy użytecznej, sprawności ciepłej, rodzaju paliwa itp.

Metoda analizy łańcucha procesów PCA to technika sumowania od dołu do góry emisji powodowanych przez określone procesy przemysłowe i operacje potrzebne do wytworzenia produktu analizowanego metodą PCA. Jest to metoda dokładna, ale wymagająca dużego nakładu pracy. PCA jest wykonywana dla określonych granic systemu, zwykle dobieranych tak by emisje poza dolną i górną granicą tego obszaru były pomijalnie małe. Pozwala ona na uwypuklenie czynników decydujących o emisjach i podjęcie decyzji o potrzebnych modyfikacjach.

Przy zastosowaniu metody PCA do ocen emisji gazów cieplarnianych konieczna jest znajomość wielkości tej emisji dla wszystkich materiałów i operacji występujących w analizowanym procesie. W ostatnich latach dzięki rosnącej wadze spraw związanych z efektem cieplarnianym pojawiają się coraz obszerniejsze zestawienia wielkości emisji CO₂ przypadających na różne materiały.

Wobec tego, że metodą analizy łańcucha procesów PCA nie można w praktyce objąć całokształtu gospodarki, jasne jest, że stosowanie PCA pociąga za sobą pewne błędy wynikające z odcięcia na granicach systemu, co powoduje niewielkie zaniżenie ilości potrzebnych wkładów energetycznych. Jednakże błędy te mogą być bardzo małe. Niepewność wynikająca z przybliżeń, jakie wprowadzamy modelując skomplikowane procesy, jest prawdopodobnie większa niż błąd powodowany pominięciem marginesowo małych wkładów.

W przeciwieństwie do PCA, metoda nakładów i efektów I/O polega na podejściu statystycznym z oceną prowadzoną z góry na dół. W metodzie I/O dzieli się całą gospodarkę krajową na określone sektory. W oparciu o ekonomiczne nakłady i efekty gospodarcze w poszczególnych sektorach metoda I/O wytwarza strumienie energii i związane z nimi emisje [3]. Na przykład baza dla metody I/O zawiera szacunki ilości energii potrzebnej do wyprodukowania pewnej klasy produktów i kategorii usług [4]. Pozwala to na stwierdzenie, jaki jest wskaźnik nakładu energii na jednostkę dochodu krajowego, określany np. w GJ/Euro.

Takie podejście jest łatwiejsze, ale znacznie mniej dokładne. Sektory I/O mogą być zbyt ogólne, przez co nie spełniają wymagań analizy w cyklu całego życia LCA. Metody I/O mogą prowadzić do błędów, gdy rzeczywista energochłonność procesu różni się od wielkości przeciętnej w danym sektorze [5]. Według wielu danych literaturowych studia w całym cyklu życia oparte wyłącznie na podejściu I/O dają wyniki o około 30% wyższe od wyników otrzymywanych metodą PCA, a w przypadku energetyki jądrowej wyniki mogą być nawet dwukrotnie wyższe [6].

Dobór metody analizy jest szczególnie kontrowersyjny w przypadku budowy elektrowni jądrowej. Zwolennicy metody I/O twierdzą, że jest ona lepsza, bo uwzględnia wszystkie wkłady energetyczne, które zaistniały zanim materiały zostały dostarczone do EJ. Np. nakłady energetyczne potrzebne na zbudowanie wagonów kolejowych przewożących materiały na miejsce budowy są odzwierciedlone w cenie przewozu materiałów koleją, natomiast zwykle nie są uwzględniane w metodzie analizy procesu. Z drugiej strony, cena przewozu obejmuje i inne składowe, np. marżę zysku dla przewoźnika – a ten zysk może być różny w zależności od warunków rynkowych, a nie od bilansu energetycznego. Ponadto w przypadku elektrowni jądrowej koszty pracy ludzkiej w fazie projektowej oraz koszty zapewnienia jakości są bardzo duże, a nie pociągają za sobą takich nakładów energetycznych jak produkcja rur stalowych czy chemikaliów. Oprocentowanie kapitału w czasie budowy także silnie wpływa na koszty elektrowni, a oczywiście nie pociąga żadnych wydatków energetycznych. Dlatego metodę określania energii na drodze przeliczeń ekonomicznych można stosować tylko w ograniczonym zakresie, z wyraźnym uwzględnieniem podziału kosztów na elementy składowe.

Tam, gdzie prowadzenie analizy metodą PCA jest możliwe, daje ona wyniki niewątpliwie najbliższe rzeczywistości. Tam natomiast, gdzie trzeba byłoby wykroczyć daleko poza ramy rozważanego procesu, można stosować metodę I/O jako narzędzie uzupełniające, używane wyłącznie do oceny procesów drugorzędnych, o mniejszym wpływie na bilans całego procesu [7]. Dzięki wprowadzeniu i stałemu doskonaleniu baz danych takich jak Ecoinvent lub U.S. Life Cycle Inventory Database metody PCA są coraz szerzej stosowane i obecnie są uznawane za najbardziej miarodajne.

2. BILANS ENERGETYCZNY DLA ENERGETYKI JĄDROWEJ

2.1. Oceny bilansu energetycznego

Oceny ilości energii potrzebnej w całym cyklu energetycznym począwszy od produkcji materiałów do budowy elektrowni jądrowej, poprzez pozyskanie paliwa aż do likwidacji elektrowni jądrowej i unieszkodliwienia odpadów są dostępne z różnych źródeł, a ich zgodność z prawdą sprawdzana jest przez niezależne organizacje i agencje rządowe.

Natomiast przeciwnicy energetyki jądrowej opierają się na twierdzeniach pp. Storm van Leeuwena i Smitha, których w dalszym tekście będziemy nazywać SLS [8]. Zaletą ich pracy jest zwrócenie uwagi na wkład energetyczny i odpowiednie emisje CO₂ związane z uzyskiwaniem uranu z rudy ubogiej, jaka według pesymistycznych scenariuszy rozwoju energetyki jądrowej będzie eksploatowana w przyszłości po wyczerpaniu zasobów rud bogatszych w uran. Jednakże założenia i rezultaty pracy SLS z 2005 r. i jej aktualizacji z października 2007 r. [9], opartej głównie na pracach sprzed 1975 roku, są sprzeczne z danymi i wynikami aktualnej literatury technicznej omawiającej ten sam temat. Są to na przykład:

- Vattenfall (2004; 2005) [10]: Studium w cyklu całego życia (LCA) dla Deklaracji Wpływu EJ na Środowisko (Environment Product Declaration) opracowanej wg wymagań prawa szwedzkiego i kontrolowanej przez niezależne agencje. Emisja gazów cieplarnianych dla szwedzkich reaktorów wodnych PWR i BWR z uwzględnieniem pozyskiwania uranu, jego wzbogacania, likwidacji EJ i unieszkodliwiania odpadów promieniotwórczych wynosi wg tego studium poniżej 4 g (CO₂-eq)/kWh. Budowa i likwidacja kopalni, zakładów konwersji wzbogacania i produkcji paliwa nie jest w to wliczona, ale autorzy twierdzą, że błąd z tego tytułu nie przekracza 2%
- BE (2005) [11]: Studium w cyklu całego życia (LCA) dla Deklaracji Wpływu EJ na Środowisko dwóch bloków z reaktorami AGR w EJ Torness, wskazujące że emisje gazów cieplarnianych wynoszą 5 g(CO₂)/kWh. Gdyby w EJ Torness wykorzystywano rudę z kopalni Olympic Dam do zaspokojenia 100 % potrzeb elektrowni, to przy pesymistycznym założeniu, że 25% całej energii zużytej w kopalni pochłania uzyskanie uranu, emisje z EJ Torness wzrosłyby do 6.85 g(CO₂)/kWh.
- SDC (2006) [12]: Przegląd 31 studiów omawiających cykl paliwowy reaktorów LWR; Zakres emisji w 30 opracowaniach wynosi od 2 do 77 g(CO₂)/kWh, z czego tylko 3 prace podają wartości >40 g(CO₂)/kWh. Wartości te występują w przypadku przyjmowania założenia, że wzbogacanie uranu następuje przy użyciu metody dyfuzyjnej, wielokrotnie bardziej energochłonnej niż metoda wirówkowa. Jedyna praca, która podaje 140-230 g(CO₂)/kWh to publikacja organizacji antynuklearnej WISE (oparta na wynikach SLS)
- Weisser (2007) [13]: Przegląd aktualnych studiów metod wytwarzania energii elektrycznej w cyklu całego życia (LCA); w czterech studiach dotyczących reaktorów LWR wyniki leżą w zakresie 3-24 g(CO₂-eq)/kWh.
- Fthenakis i Kim (2007) [14]: Studia w cyklu całego życia LCA dla ogniw fotowoltaicznych i elektrowni jądrowych w specyficznych warunkach USA, zakres dla LWR wynosi od 16-55 g(CO₂-eq)/kWh, przy czym wartości wyższe odpowiadają dyfuzyjnej metodzie wzbogacania uranu.

- Dones (2003; et al. 2005) [15]: Studia w cyklu całego życia LCA dla reaktorów LWR w Unii Europejskiej i w Szwajcarii, a także studia dla innych źródeł energii (Dones et al. 2004) [16]; Zakres dla LWR to 5-12 g(CO₂-eq)/kWh (najniższa wartość dla wzbogacania wirówkowego, najwyższa dla wkładu ze wzbogacania dyfuzyjnego).

Największą składową bilansu energetycznego jest energia potrzebna na wzbogacanie uranu – przy wzbogacaniu dyfuzyjnym stanowi ona ponad połowę całej potrzebnej energii w cyklu całego życia. W przypadku stosowania techniki wirówkowej energia potrzebna na wzbogacenie jednostki masy uranu jest znacznie niższa. W odniesieniu do całego cyklu okazuje się, że wydatki energetyczne na cykl z wirówkami są ponad trzy razy niższe niż na cykl ze wzbogacaniem dyfuzyjnym.

Wobec tego, że oceny prowadzimy dla całego cyklu życia elektrowni jądrowej, istotną sprawą jest przyjęcie, jakiego okresu pracy użytecznej możemy oczekiwać. Jednym z najważniejszych czynników określających liczbę lat eksploatacji jest liczba cykli termicznych, szczególnie cykli z szybkimi zmianami temperatur, jakie zachodzą podczas eksploatacji elektrowni jądrowej. Innym bardzo ważnym czynnikiem jest wzrost kruchości zbiornika reaktora w miarę jego napromieniowania. W początkowym okresie rozwoju energetyki jądrowej projektanci reaktorów określali pesymistycznie ich czas pracy na 30 lub 40 lat. Doświadczenie pokazało, że elektrownie jądrowe pracują znacznie bardziej stabilnie niż początkowo oczekiwano i liczba cykli cieplnych obciążających np. materiały wytwornic pary jest dużo mniejsza niż przewidziana w projekcie. Oznacza to, że można te wytwornice eksploatować dłużej.

Inne elementy elektrowni jądrowej mają także mniejsze liczby cykli termicznych, a ich korozja i erozja postępuje wolniej niż przewidywano, co pozwala na przedłużenie ich okresu pracy użytecznej. Równoległe dzięki ulepszonym systemom gospodarki paliwem w rdzeniu zredukowano strumień neutronów padających na ścianki zbiornika reaktora, co umożliwia znaczne przedłużenie jego okresu użytecznej pracy. W efekcie tych i innych osiągnięć szereg elektrowni jądrowych w USA wystąpiło o zezwolenie na przedłużenie okresu pracy użytecznej do 60 lat, i ponad 50 elektrowni otrzymało już takie zezwolenia. Elektrownie jądrowe generacji III+ takie jak EPR, AP1000 czy ESBWR są od początku projektowane na 60 lat pracy użytecznej. Taki okres będziemy więc przyjmować w dalszej analizie.

2.2. Energia uzyskiwana w EJ

Zasadniczym punktem odniesienia dla wszelkich analiz nakładów energetycznych na cykl paliwowy jest ustalenie, jaką energię można w tym cyklu uzyskać. SLS [9] podają, że reaktor odniesienia o charakterystyce zbliżonej do reaktorów III generacji zużywa rocznie 162.35 tony uranu naturalnego, co przy współczynniku obciążenia 0.82 daje energię elektryczną brutto

$$E_{\text{gross}} = 25.86 \text{ PJ/rok} = 7.183 \cdot \text{TWh/rok}$$

Lub na tonę uranu naturalnego 159,3 TJ(el)/t(Unat).

Wobec tego, że w bilansach energetycznych występuje energia cieplna (TJ(t)) i energia elektryczna TJ(el) a do uzyskania 1 TJ(el) trzeba zużyć średnio 3 TJ(t), przyjęto zasadę, że w razie sumowania mnoży się energię elektryczną przez 3 i sumuje się ją z energią cieplną. Produkcję energii elektrycznej z EJ będziemy więc mnożyć przez 3 i podawać ją w jednostkach energii cieplnej. Energia cieplna otrzymywana z reaktora w ciągu roku wyniesie więc 77.58 PJ(t)/a, a z tony uranu naturalnego 478 TJ(t)/t(Unat)

Przy produkcji z EJ wynoszącej 7,183 TWh rocznie, przez okres 40 lat otrzymamy:

$$7.183 \text{ TWh/rok} \times 40 \text{ lat} \times 3600 \text{ s/h} = 1.034 \cdot 10^6 \text{ TJ(el)} = 1034 \text{ PJ(el)} = 3103 \text{ PJ(t)}$$

Parametry przyjęte powyżej odpowiadają wartościom, które uzyskiwano podczas pracy EJ ponad 20 lat temu. Obecnie głębokości wypalenia paliwa sięgają 60 000 MWd/t, dzięki czemu ilość energii uzyskiwanej z jednostki masy uranu jest większa. Przyjmijmy jednak dane SLS, by mieć wspólny punkt odniesienia do dalszych ocen.

Tabela 1. Energia uzyskiwana w cyklu uranowym jednokrotnym otwartym.

Rodzaj energii	EJ 1 GWe	EJ 1 Gwe przez rok	TJ/tU nat	Z EJ 40 lat	Z EJ 60 lat
Ciepłna	-	77.58 PJ(t)	478 TJ(t)/tUnat	3103 PJ(t)	4654 PJ(t)
Elektryczna	7.183 TWh	25.86 PJ(el)	159.3 TJ(el)/tUnat	1034 PJ(el)	1551 PJ(el)

2.3. Energia potrzebna na wydobycie i oczyszczenie uranu

Jak wykazano w analizie ilości energii potrzebnej na pozyskanie tlenku uranu [17], przy wykorzystywaniu obecnie dostępnego uranu wkład energetyczny związany z wydobyciem i oczyszczeniem rudy oraz późniejszą rekultywacją kopalni jest mały. Przyjmując za reprezentatywną kopalnię Ranger, w której wydobywana jest ruda uranowa o zawartości 0,234 % U_3O_8 otrzymano potrzebną energię równą 788 GJ(t)/t(U) tzn. 0,16% energii uzyskiwanej z 1 tony uranu naturalnego równej 478 TJ(t)/t(U).

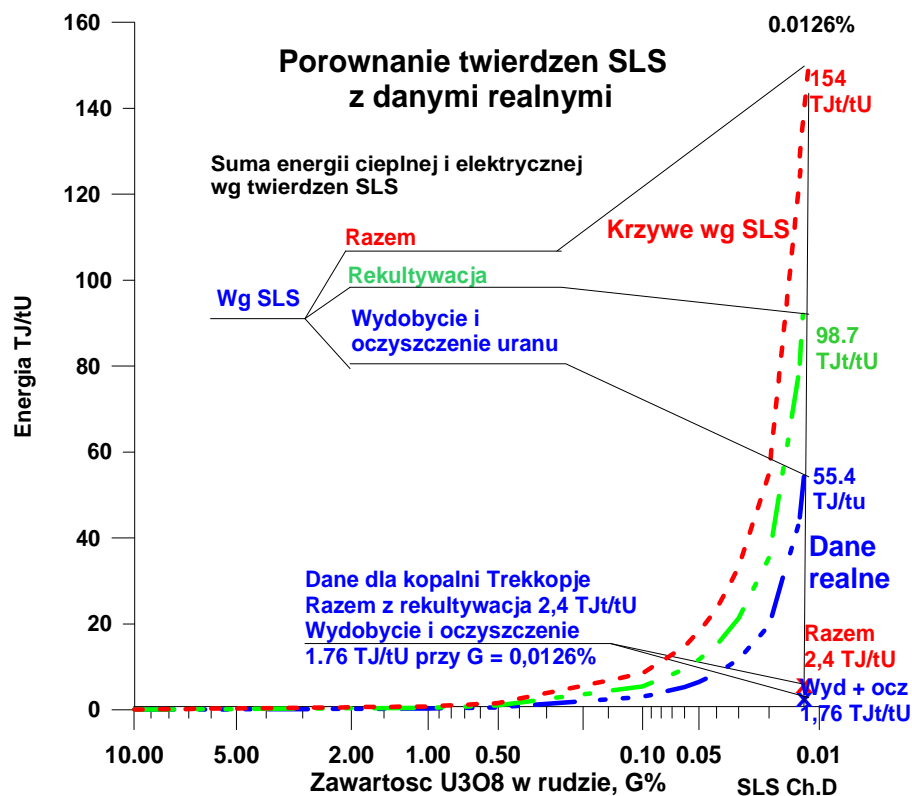
Aby uwzględnić oczekiwane wydobywanie uranu z rud ubogich, wprowadźmy do bilansu również liczbę odpowiadającą nakładowi energii na wydobycie i oczyszczenie rudy uranowej oraz na rekultywację w przyszłości kopalni Trekkopje w Namibii, w której ruda ma średnią zawartość U_3O_8 równą 0.0126%. Jest to wartość, przy której zdaniem przeciwników energetyki jądrowej nie można w ogóle uzyskać dodatniego bilansu energetycznego w cyklu uranowym, bo rzekomo leży ona za progiem odpowiadającym „urwisku energetycznemu” to jest gwałtownemu wzrostowi energii potrzebnej na pozyskanie uranu. Jak udowodniono na podstawie danych technicznych kopalni Trekkopje w pracy autora [17], jest to 2482 GJ(t)/t(U) , a więc 0,519% energii uzyskiwanej z tej rudy w elektrowni jądrowej.

Z rysunku 1 widać, że SLS podawali wielkość potrzebnej energii jako sumę energii cieplnej i elektrycznej dodawanej bezpośrednio bez uwzględnienia, że energia elektryczna jest zwykle mnożona przez 3 by uzyskać równoważną energię cieplną. Natomiast wielkość energii dla kopalni Trekkopje obliczona przez autora i pokazana na rysunku jako „Dane realne” uwzględnia wszystkie rodzaje energii i przelicznik $E = E(t) + 3 E(el)$. Mimo to wynosi ona 2,4 TJ/tU i jest 50 razy niższa od liczb podawanych przez SLS.

Sprawdźmy więc, czy wydobycie rudy ubogiej, takiej jak w Trekkopje, jest opłacalne energetycznie. Przyjmując zgodnie z ocenami SLS, że do pracy EJ na mocy 1000 MWe dającej 7.1 TWh rocznie potrzeba 162.5 ton uranu naturalnego, otrzymujemy nakład energii potrzebny na wydobycie i oczyszczenie uranu w ciągu 60 lat pracy EJ równy:

$$2,48 \text{ TJ(t)/T(U)} \times 162.5 \text{ t(U)} \times 60 \text{ lat} = 24 \ 180 \text{ TJ(t)} = 24,2 \text{ PJ(t)}$$

Wielkość ta obejmuje już rekultywację kopalni. Jest ona znacznie większa od wartości podawanych dla obecnie eksploatowanych kopalni uranu, ale nic dziwnego, przecież założyliśmy wykorzystanie rudy bardzo ubogiej, która zdaniem SLS i dziesiątków innych przeciwników energii jądrowej nie nadaje się wcale do wykorzystania!



Rys. 1. Dane realne są dziesiątki razy niższe od danych wg twierdzeń SLS.

Wobec tego, że znaczna część uranu jest produkowana jako produkt uboczny w kopalniach wydobywających inne minerały, a w przyszłości oczekujemy wydobywania uranu ze złóż fosfatu, warto zaznajomić się z informacjami podawanymi w deklaracjach wpływu na środowisko dla EJ Torness i EJ Forsmark odnośnie kosztów energetycznych wydobywania uranu w kopalni Olympic Dam.

W kopalni Olympic Dam w Południowej Australii wykorzystuje się rudę o niskiej zawartości uranu (0.05% wagowych). Szczegółowy i zweryfikowany przez niezależny audyt opis wpływu kopalni Olympic Dam na środowisko jest dostępny w internecie [18]. Podane jest także krótkie zestawienie wkładów energetycznych [19].

Zasoby kopalni obejmują 374 miliony ton rudy zawierającej 2,1 % Cu, od 0,04% do 0.07% U₃O₈ [20] i 91,700 uncji złota. Kopalnia zużywa dziennie 30 tys. m³ wody [21], przesyłanej rurociągami ze źródeł wody artestyjskiej oddalonych o 200 km. Wydobycie roczne wynosi 2104 tys ton miedzi i 3963 tony uranu, ponadto złoto i srebro. Dzięki zainstalowaniu dwóch kolumn pulsacyjnych współczynnik uzysku uranu z roztworu podniesiono z 90% do 97%.

Dane te wykazują, że kopalnia Olympic Dam dostarcza dostatecznie dużo uranu by utrzymać w ruchu 24 EJ o mocy 1000 MWe każda, wytwarzające łącznie 620 PJ(t). Energia zużywana przez kopalnię jest równoważna 0,22 GW-roku = 6.8 PJ. Zysk energetyczny jest ponad 90-krotny. Koszty energetyczne kopalni Olympic Dam obejmują także energię potrzebną do wydobycia i wytopu ogromnych ilości miedzi, stanowiącej główny produkt kopalni. Gdyby przyjąć z wielkim zawyżeniem, że cała energia jest zużywana tylko na uzyskanie uranu, to nakłady energii wyniosłyby 6.8 PJ/3963 t(U) = 1.71 TJ(t)/t(U).

W rzeczywistości w kopalni Olympic Dam uran uzyskuje się jako produkt uboczny, a głównym produktem wydobycia jest miedź. Raport ISA (2006) [22] cytuje wyniki własnych obliczeń kopalni Olympic Dam opartych na podziale strumieni energii, według których potrzeba 0.012 GJ energii “na każdą tonę rudy uranowej, którą kompletnie przetwarzamy (od wydobycia do produktu finalnego)”. Odpowiada to energii $0.012/0.7/0.848 = 20 \text{ GJ/tU} = 0.02 \text{ GJ/kgU}$ dla rudy uranowej o zawartości uranu 0.07% (zidentyfikowane rezerwy rudy), lub 0.041 GJ/kgU dla rudy o zawartości 0.04% U (całkowite zasoby). Natomiast zastosowanie wzoru podanego w pracy SLS [8, rozdz. 2] dałoby dla rudy miękkiej lub twardej o zawartości 0.07% U_3O_8 intensywność energii odpowiednio 4.4 GJ/kgU lub 10.6 GJ/kgU. Przy rudzie 0.04% intensywność energii wyniosłaby odpowiednio dla miękkiej i twardej rudy 8.2 GJ/kgU i 19.5 GJ/kgU.

Jak widać, w przypadku Olympic Dam wzory podane przez SLS prowadzą do wyników setki razy wyższych niż dane rzeczywiste. Przy użyciu wzorów podanych przez SLS otrzymuje się ilość energii potrzebną do uzyskania uranu z kopalni Olympic Dam produkującej około 4000 ton uranu rocznie równą produkcji dwóch elektrowni o mocy 1000 MWe pracujących przez cały rok. Jest to więcej, niż cała energia produkowana w Południowej Australii i około 10 razy więcej niż energia rzeczywiście zmierzona przez kopalnię.

Nakłady energii w kopalni Olympic Dam są sumą energii potrzebnej do wydobycia wszystkich minerałów, a więc nie tylko uranu ale i miedzi, złota i innych. Jest to więc górna granica energii, jaką można przypisać wydobyciu uranu. Tak więc można stwierdzić, że nakłady energetyczne nawet przy bardzo ubogiej rudzie uranowej dają 50-krotny zysk energetyczny. Ruda o zawartości uranu poniżej 0,01% U_3O_8 nadaje się do wykorzystania nawet zakładając nierealistycznie, że w ciągu 50 lat nie nastąpi żaden postęp techniczny w metodach wydobycia i oczyszczania rudy. Wg Deffeye & MacGregor [23] ilość uranu w rudzie ubogiej o zawartości od 0,01 do 0,02% U_3O_8 jest 20 razy większa niż w rudzie o zawartości uranu powyżej 0,02% U_3O_8 . Okazuje się, że przy zastosowaniu poprawnych współczynników i wzorów metodyka stosowana przez SLS prowadzi do wniosku, że ani brak uranu ani bilans energetyczny przy wydobyciu i oczyszczeniu rudy nie będą problemem dla energetyki jądrowej w przewidywalnej przyszłości.

Sprawdźmy więc nakłady energii potrzebne dla pozostałych etapów cyklu energetycznego.

2.4. Konwersja U_3O_8 na UF_6

Po uzyskaniu tlenku uranu U_3O_8 jest on przekształcany w gazowy UF_6 aby umożliwić jego wzbogacanie, to jest zwiększenie frakcji rozszczepialnego izotopu U-235 w uranie. Konwersja następuje przez przemianę U_3O_8 w dwutlenek uranu UO_2 , który następnie reaguje z fluorkiem wodoru (HF) tworząc UF_4 , który z kolei łączy się z gazowym fluorem w reaktorze chemicznym ze złożem fluidalnym, w wyniku czego powstaje UF_6 . Reakcja UO_2 z HF zachodzi albo w suchym piecu do prażenia, albo na drodze procesu na mokro przy użyciu wodnego roztworu HF. Proces mokry wymaga znacznie mniej energii [24]. Konwersja na gazowy UF_6 jest konieczna niezależnie od tego, jaką metodą stosuje się do wzbogacania uranu.

Weis stwierdził, że proces mokry wymaga wkładu energii wynoszącego tylko $7 \text{ MWh}_{\text{th}} / \text{tU}$ [24]. Stowarzyszenie australijskich producentów węgla (*Australian Coal Association*) podaje nakład energii wynoszący $21 \text{ MWh}_{\text{el}} / \text{tU}$ i $155 \text{ MWh}_{\text{th}} / \text{tU}$ [25], czyli w sumie 784 GJ(t)/tU . Rotty et al. podają zapotrzebowanie energii jako równe $14.6 \text{ MWh}_{\text{el}}$ i $396 \text{ MWh}_{\text{th}}$ ([26] pp. 63- 64), przy czym większość potrzebnej energii otrzymywana jest z gazu ziemnego. Liczba ta jest najwyższa ze wszystkich danych literaturowych i została przyjęta przez SLS. Wg nich, energia potrzebna na konwersję E(konw) wynosi:

$$E(\text{konw}) = 1,478 \text{ TJ/tU.}$$

Dones podaje, na podstawie aktualnych danych technicznych, wartość 1 Tjt/tU, a więc wybraną z zapasem nawet w stosunku do ocen producentów węgla, którzy przecież oceniają energię jądrową z punktu widzenia konkurencji. W aktualnej pracy specjalistów od energii odnawialnych Fthenakisa i Kima [27] nakłady energetyczne na konwersję i produkcję paliwa są pominięte jako małe w stosunku do innych wydatków energii w całym cyklu.

2.5. Wzbogacanie

2.5.1. Energia potrzebna do wzbogacania w układzie dyfuzyjnym i wirówkowym

Wobec tego, że izotopy uranu mają takie same własności chemiczne, wzbogacanie następuje w drodze wykorzystania ich różnicy masowej. W metodzie dyfuzji gazowej wykorzystujemy fakt, że cięższy izotop U-238 dyfunduje wolniej niż lżejszy U-235. Wzbogacenie od 0.7% do 3% U-235 wymaga około 1,000 kolejnych stopni separacji kaskadowej. Proces dyfuzyjny stosowany jest jeszcze w USA i we Francji, ale jego udział maleje na korzyść wzbogacania wirówkowego. Przy wzbogacaniu w wirówkach gazowych ciśnienie cząstkowe dwóch gazów zawartych w mieszaninie gazowej wirującej w obracającym się cylindrze zależy od ich masy. Siły odśrodkowe powodują występowanie gradientu koncentracji w kierunku promieniowym, przy czym cięższy izotop skoncentrowany jest w warstwie zewnętrznej, a lżejszy w środku cylindra. Wzbogacenie od 0.7% do 3% U-235 wymaga około 10 kolejnych kaskad separacji. Obecnie zakłady wirówkowe stanowią dużą większość zakładów wzbogacania uranu (w Rosji, Niemczech, W. Brytanii, Holandii, w Chinach i w Japonii) i udział ich stale rośnie.

Stosowane są także inne metody wzbogacania, wśród których najbardziej obiecującą jest technika laserowa. Widmo energetyczne danego izotopu, a więc i jego energia jonizacji zależą od jego masy. Przy użyciu mono-energetycznych wiązek laserowych można wybiórczo jonizować wybrany izotop, który następnie zostaje odfiltrowany przy użyciu pola elektrostatycznego. Metoda laserowa wymaga znacznie mniej energii niż wirówkowa, ale nie jest jeszcze w pełni opanowana. Pierwszy zakład wzbogacający uran metodą laserową zostanie uruchomiony w 2012-13 r. w USA, obecnie testowa pętla jest w fazie prób a amerykański dozór jądrowy (NRC) rozpatruje wniosek o pozwolenie na budowę i eksploatację zakładu [28].

Wzbogacanie uranu stanowi największą pozycję w bilansie energetycznym jądrowego cyklu paliwowego. Nakład pracy na wzbogacanie zależy od progu odcięcia, poniżej którego traktuje się uran jako odpad. Na przykład, aby wyprodukować 1 kg uranu o wzbogaceniu 3% U-235 potrzeba 3.8 jednostek pracy przy wzbogacaniu (*separation work units-SWU*) jeżeli stosuje się próg wzbogacenia odpadów (*tails assay*) równy 0.25%, lub 5.0 SWU, jeśli wybierze się próg wzbogacenia odpadów równy 0.15%. Przy niższym progu zaoszczędzamy uranu, bo na wsad potrzeba tylko 5.1 kg zamiast 6.0 kg U naturalnego.

Dla wzbogacenia paliwa ładowanego corocznie do reaktora wodnego LWR (*light water reactor*) o mocy 1000 MWe potrzeba około 100-120 tys. SWU. Koszty wzbogacania zależą silnie od ilości zużytej przy tym energii elektrycznej. Proces dyfuzji gazowej zużywa około 2500 kWh (9 GJ) na SWU, natomiast nowoczesne zakłady wzbogacania wirówkowego potrzebują tylko 50 kWh (180 MJ) na SWU (a wg Donesa 40 kWh) [29].

W ocenach SLS przyjmuje się, że w przyszłych zakładach wzbogacania będą stosowane obie te metody, tak jak w chwili obecnej. Natomiast realistyczne przewidywania podają, że około 2020 roku znikną z rynku ostatnie zakłady wzbogacania dyfuzyjnego, a pozostaną tylko zakłady z wirówkami lub nowsze zakłady stosujące wzbogacanie metodą laserową, która wymaga jeszcze mniej energii. Wobec tego, że bilans energetyczny robimy z myślą o sytuacji w połowie XXI wieku, można śmiało

przyjąć, że energia potrzebna na wzbogacanie nie będzie większa niż zapotrzebowanie energetyczne technologii wirówkowej.

Wg SLS cytujących dane z 1976 roku dla dyfuzji gazowej, nakład energetyczny na wzbogacanie wynosi $E(\text{dyf}) = 11 \text{ GJ/SWU}$, przy czym stosunek energii cieplnej do elektrycznej wynosi:

$$R = E(\text{t})/E(\text{el}) = 0,083, \text{ a straty technologiczne wynoszą } 0,5\%.$$

Dla oceny metody wirówkowej SLS przyjęli dane Kistemakera z 1975 r., odnośnie nakładów energetycznych na budowę zakładów wzbogacania, oraz przyjęli arbitralnie, że energia potrzebna w toku eksploatacji wirówek będzie wynosiła:

$$E(\text{wir}) = 1,76 \text{ GJ/SWU, przy } R = E(\text{t})/E(\text{el}) = 21$$

Dodając postulowaną energię potrzebną na eksploatację do postulowanej energii potrzebnej na budowę SLS uzyskali postulowaną jednostkową wielkość nakładów energetycznych przy wzbogacaniu wirówkowym

$$E(\text{wir}) = 3.1 \text{ GJ/SWU}$$

Jest to wartość $3.1/0.18 = 17.2$ razy większa niż podawana wg danych technicznych przez WNA.

Następnie przyjmując, że wzbogacony uran wytwarzany jest w 30% w zakładach dyfuzyjnych a w 70% w zakładach wirówkowych, SLS otrzymują średni wydatek energii na wzbogacanie równy $5,47 \text{ GJ/SWU}$ przy $R = E(\text{t})/E(\text{el}) = 0,51$

Według Chapmana [30], który zwalczał energetykę jądrową, a więc nie może być posądzany o podawanie danych wygodnych dla jej obrońców, do otrzymania uranu o wzbogaceniu 3,5% potrzeba 5000 SWU/t(Uwzb) oraz $7.05 \text{ ton Unat/tUwzb}$. W przeliczeniu na tonę uranu naturalnego praca przy wzbogacaniu wymaga więc energii:

$$5000 \text{ SWU}/7.05 \text{ tUnat} \times 50 \text{ kWh/SWU} = 35461 \text{ MWh/tUnat} = 128 \text{ GJ}(\text{el})/\text{tUnat}.$$

W ciągu 40 lat prac EJ daje to $128 \text{ GJ}(\text{el})/\text{tU} \times 162.5 \text{ t Unat/a} \times 40 \text{ lat} = 832 \text{ 200 GJ}(\text{el})$

Dones w raporcie z 1996 r. podał [31], że dla ówczesnych reaktorów PWR wzbogacenie paliwa wynosiło średnio 3,5%, czemu odpowiadała praca wzbogacania $4,52 \text{ SWU/kg U wzbogaconego}$, przy progu odcięcia 0,28%. Wartość tą potwierdza WISE, a więc organizacja przeciwna energetyce jądrowej w swojej ocenie powtórnego wzbogacania odpadów z procesu wzbogacania [32]. Zapotrzebowanie energii elektrycznej wynosiło wówczas (rok 1996) 2400 kWh/SWU dla metody dyfuzyjnej. W 2007 roku Dones podał dla metody wirówkowej, zgodnie z danymi URENCO, że nakład energii wynosi 40 kWh/SWU . [33] Metoda wirówkowa jest metodą preferowaną i za kilka lat nie będzie wzbogacania dyfuzyjnego, a tylko wzbogacanie wirówkowe. Zapotrzebowanie uranu naturalnego wynosiło przy tym progu odcięcia $7,49 \text{ kg U nat/kg U wzbog.}$, co oznacza wagę uranu wzbogaconego w paliwie równą $21,7 \text{ ton}$ rocznie.

Praca przy wzbogacaniu wynosi więc wg Donesa

$$162 \text{ 500 kg U nat/a} / (7,49 \text{ kg U nat/kg U wzbog.}) \times 4,52 \text{ SWU/kg U wzbog.} \times 40 \text{ kWh}/(\text{SWU} \times 40 \text{ lat}) = 157 \text{ GWh} = 0.565 \text{ PJ}(\text{el})$$

WNA podaje zużycie energii elektrycznej w zakładach wirówkowych równe 63 kWh/SWU , a więc szacowane bardzo ostrożnie (niekorzystnie dla energetyki jądrowej). Wartość ta pochodzi z danych o nakładach energii w zakładach wirówkowych firmy URENCO w Capenhurst w okresie, gdy w zakładach prowadzono przebudowę i modernizację, a więc obejmuje nie tylko bieżące potrzeby pracy na wzbogacanie, ale i liczone z zapasem nakłady na budowę. Głębokość wypalenia uzyskiwana w obecnych EJ jest większa niż przyjmowana przez Chapmana w 1975 r. lub przez Donesa w 1996 roku, co oznacza, że z danej ilości uranu otrzymujemy więcej energii, a więc potrzebna ilość uranu i praca wzbogacania są mniejsze. W ciągu dekady 1980-1990 głębokość wypalenia w europejskich

PWR wzrosła z 33 do 45 MWd/tU, a obecnie maksymalne wypalenie to 60 MWd/tU i średnie to 52 MWd/tU. Z drugiej strony do osiągnięcia większej głębokości wypalenia potrzeba wprowadzić uran o wyższym wzbogaceniu – w więc wymagający więcej pracy przy wzbogacaniu. Przy rozpatrywaniu 40-letniego okresu pracy EJ, WNA otrzymało ilość energii potrzebnej na wzbogacanie równą 3.26 PJ(t) = 1.08 PJ(el) [34]. Wielkość tę jako wyższą od ocen Dones a i uwzględniającą cały cykl życia zakładów wzbogacania łącznie z ich budową będziemy przyjmować w dalszych rozważaniach.

2.5.2 Ucieczki gazów cieplarnianych podczas wzbogacania

W toku wzbogacania wirówkowego występują straty freonu w postaci CFC i HFC. W zakładach w Capenhurst wynosiły one rocznie odpowiednio 630 i 710 kg, co przy produkcji rocznej 850 t SWU daje $7.4 \cdot 10^{-4}$ kg/SWU i $8.4 \cdot 10^{-4}$ kg/SWU. Dones założył pesymistycznie, że emisje te zachodzą w postaci związków chemicznych najbardziej niekorzystnych dla środowiska, co dało w wyniku emisje gazów cieplarnianych równoważne emisji 118 kg (CO₂ ekw)/GWh. Wartość ta odpowiada około 2% emisji CO₂ obliczanych dla cyklu jądrowego bez uwzględnienia tych gazów [16]

SLS zwracają uwagę czytelników, że w 2001 r. zakłady wzbogacania uranu w USA wyemitowały 405.5 tony freonu 114. W tym czasie amerykańskie EJ wyprodukowały 769 TWh. Freon-114 ma wskaźnik oddziaływania na globalne ocieplenie równy GWP = 9300 - 9800, co oznacza, że jednostka masy freonu-114 ma taki potencjał ocieplenia globalnego jak 9300 - 9800 jednostek masowych CO₂. Oznacza to emisję gazów cieplarnianych w wysokości 5 gramów CO₂/kWh.

Rozumowanie SLS może być prawdziwe, ale odnosi się do sytuacji w USA, gdzie w 2001 r. pracowały tylko zakłady dyfuzyjnego wzbogacania uranu. Przyjmowanie przestarzałych danych amerykańskich jest nieuzasadnione przy rozważaniu technologii dzisiejszej, a tym bardziej jutrzejszej. W deklaracji wpływu na środowisko EJ Forsmark emisje gazów cieplarnianych oceniano na poziomie znacznie mniejszym niż liczby podane przez Donesa. Na str. 13 podano tam listę wszystkich emisji w cyklu jądrowym uwzględnionych przez Vattenfall. Emisje gazów cieplarnianych CFC określono tam jako równą $6.71 \cdot 10^{-7}$ gram CO₂ ekwi./kWh. Wielkość uwolnień gazów cieplarnianych w amerykańskich zakładach dyfuzji gazowej jest nieistotny dla rozważań dotyczących Vattenfall, ponieważ EJ Forsmark nie korzystała w żadnym stopniu z uranu wzbogacanego w USA.

Oczywiście, w przypadku elektrowni pracujących z uranem o niskim wzbogaceniu składowa energii zużytej na wzbogacanie jest mała, a dla elektrowni z uranem naturalnym, jak np kanadyjskie reaktory CANDU, jest ona równa zeru.

2.6. Produkcja paliwa

Nakład pracy postulowany przez SLS wynosi:

$$E(\text{prod paliwa}) = 3.79 \text{ TJ/tU wzbogaconego w paliwie, przy } R = E(t)/E(\text{el}) = 2.5$$

Dones podaje, że nakład energii na tonę paliwa wzbogaconego wynosi 700 GJ/tU wzbogaconego w paliwie. Przyjmując, że paliwo jest wzbogacone do 3.5% a więc na 1 kg uranu wzbogaconego przypada 7,49 kg U nat. otrzymujemy wg SLS energię 506 GJ/tU naturalnego, natomiast wg Donesa energię 93.45 GJ/t U naturalnego, czyli ponad 5 razy mniejszą.

2.7. Budowa elektrowni jądrowej

2.7.1 Nakłady energetyczne oceniane wg metody bezpośredniej lub poprzez wskaźniki globalne

Jak pisaliśmy na wstępie, nakłady energetyczne można oceniać albo bezpośrednio według danych technicznych dla wszystkich stosowanych przy budowie procesów, albo globalnie metodą I/O. Metodę tę zastosowano w pracy Rombough i Koena [35], przyjmując całkowity koszt średni dla EJ budowanych w styczniu 1971 roku (212 mln USD na 1000 MWe) i współczynnik przeliczeniowy w USA dla sektora budowlanego, przemysłowego i energetycznego z 1970 roku równy 68,2 MJ(t)/USD z 1970 r (Autorzy podają wskaźnik równy 65 000 Btu/USD z 1970 r. Wobec tego, że 1 Btu= 1,05 kJ, mamy 68,2 MJ(t)/USD z 1970 r). Dało to energię potrzebną na budowę EJ równą $1,4 \cdot 10^{13}$ Btu = 14,7 1015 J = 14.7 PJ(t). Jednakże metoda I/O jest krytykowana nawet przez przeciwników energetyki jądrowej jako dająca wyniki zbyt zawyżone.

Wg studium Uniwersytetu w Sydney ISA (Integrated Sustainability Analysis) analizy oparte na przeliczaniu całkowitych kosztów finansowych na energię należy odrzucić. Studium to podkreśla, że zarówno proces budowy jak i likwidacji EJ obejmuje wielkie koszty związane z uzyskaniem lokalizacji i opłatą za teren, prowadzeniem przewodów sądowych, uzyskiwaniem zatwierdzeń, licencjonowaniem, opóźnieniami, opłatami, podatkami, ubezpieczeniem, oprocentowaniem kapitału i zdalną rozbiórką EJ przy jej likwidacji. Dodajmy., że i zapewnienie jakości kosztuje wiele, a nie wymaga dużo energii. Trzeba więc dokonywać analiz ze szczegółową oceną poszczególnych wkładów przypadających na różne procesy by zapewnić, że tym procesom nie przypisuje się wysokiej energochłonności i dużego wpływu na emisję dwutlenku węgla.

Natomiast metoda globalnego przeliczania całych kosztów na energię według jednego globalnego wskaźnika stosowana przez SLS daje wyniki ewidentnie zawyżone. Podczas gdy SLS otrzymują wartość około 25 000 GWh/GWe, Wagner [36] otrzymał wynik równy 2,160 GWh_{th}/GWe. Najwyższa wartość otrzymana w analizie szczegółowej wyniosła 4,100 GWh_{th} (Chapman [37] 1974 r.). Autorzy ISA przyznają, że oceny te mogą być jeszcze zbyt wysokie ze względu na inne aspekty metody wkładów i efektów, przedstawione w studium ISA w rozdziale 3. Ostatecznie jednak w studium ISA przyjęto najwyższe wartości cytowane w literaturze opartej na analizie wkładów energetycznych i efektów tzn 4,100 GWh / GW_{el} dla reaktora LWR, z czego energia elektryczna stanowi 10% zapotrzebowania. W sumie przeliczanie z kosztów finansowych na energię dało zapotrzebowanie energii na budowę reaktora wynoszące 4920 GW_{th}/GW_{el} to jest 17.7 PJt/GWe.

Jest to wartość znacznie większa od liczby 4 PJ(t) podanej w deklaracji wpływu na środowisko opracowanej przez EJ Vattenfall [38] i dostępnej także w Internecie jako arkusz kalkulacyjny Excela [39], którą cytuje jako najbardziej wiarygodną szereg źródeł, np. World Nuclear Association (WNA), australijski Uniwersytet w Sydney, który na zlecenie rządu Australii przygotował obszerną analizę cyklu jądrowego [409], prof. Sevier [41] z uniwersytetu w Melbourne, który skutecznie polemizował z SLS, a w ostatnim czasie rząd Wielkiej Brytanii [42].

Tabela 2 pokazuje źródła i ilości energii potrzebnej do wyprodukowania energii 1 kWh z EJ Forsmark. W tabeli ujęto energię potrzebną do budowy elektrowni, wydobycia i wzbogacenia uranu, przekształcenia go w paliwo, usuwania odpadów i likwidację elektrowni. Założono, że czas użytecznej pracy EJ Forsmark wynosi 40 lat. Dla wytworzenia 1 kWh potrzeba ponadto 0.026 grama uranu, który ulega rozszczepieniu dla wytworzenia energii potrzebnej we francuskich zakładach wzbogacania uranu dostarczających paliwo dla EJ Forsmark i dla wytworzenia ciepła w samej EJ Forsmark.

Tabela 2. Bilans energetyczny dla EJ Forsmark.

Zródło energii	Udział masowy	Równoważnik energetyczny	Wkład energii
Węgiel	0.467 gram	0.00676 kWh/gram	0.0031 kWh
Ropa	0.32 gram	0.011 kWh/gram	0.0035 kWh
Węgiel brun.	0.234 gram	0.0038 kWh/gram	0.00089 kWh
Gaz ziemny	0.115 gram	0.015 kWh/gram	0.00173 kWh
Hydroelektr.	0.00146 kWh	1	0.00146 kWh
Drewno	0.041 gram	0.0042 kWh/gram	0.00017
Suma			0.0107 kWh

Widać stąd, że EJ Forsmark wytwarza 93 razy więcej energii niż wynosi suma wkładów energetycznych w całym cyklu jądrowym. Innymi słowy, nakład energii ze źródeł innych niż jądrowe potrzebny do pracy EJ przez 40 lat zwraca się w ciągu 5 miesięcy. Po normalizacji do 1 GWe mocy elektrycznej, energia użyta na zbudowanie i zlikwidowanie elektrowni jądrowej wynosi 4 PJ, i zwraca się w ciągu 1.5 miesiąca. Energia użyta na unieszkodliwienie odpadów radiacyjnych wynosi także 4 PJ i zwraca się w ciągu 1.5 miesiąca. W sumie jest to mniej niż 0,8% całej energii elektrycznej wytwarzanej przez elektrownię. Jest to bilans dla elektrowni jądrowej pracującej w cyklu otwartym, bez przerobu paliwa wypalonego, bo taką strategię stosują obecnie Szwedzi. W przypadku stosowania recyklingu paliwa potrzeby energetyczne w końcowej części cyklu paliwowego będą odpowiednio większe, ale z drugiej strony dzięki odzyskiwaniu paliwa potrzeby energetyczne na wydobycie i oczyszczenie uranu będą mniejsze. Nie mamy ocen bilansu energetycznego dla cyklu zamkniętego, ale analizy ekonomiczne wykonane przez Boston Economic Group w 2006 r. wykazały [43] że wydatki finansowe na cykl paliwowy są podobne w cyklu otwartym i zamkniętym. Można na tej podstawie wnioskować, że i nakłady energetyczne będą zbliżone.

Podobne wyniki uzyskał Dones [31], prowadzący na polecenie rządu Szwajcarii długoletnią pracę na temat inwentaryzacji wszystkich materiałów i emisji z różnych źródeł energii. Dla elektrowni jądrowych podał on jednostkowe nakłady materiałów potrzebnych dla reaktorów PWR i BWR pracujących obecnie w Szwajcarii oraz budowanych na świecie. Zestawienie tych wartości dla reaktorów PWR pokazano w tablicy 3 poniżej.

Tabela 3. Materiały dla EJ wg Dones [31].

Materiał	PWR 1000 ^{a)}		AP 600, moc 600 MWe ^{b)}	
	t	kg/GWh	t	kg/GWh
Stal				
Elementy składowe	21 911	80,8	13 000	47,9
Konstrukcje	5570	20,6	3500	12,6
Stal zbrojeniowa	33 680	124,2	15 700	56,5
Miedź	1472	5,4	600	2,2
Aluminium	200	0,8	140	0,5
Beton 2,2 t/m ³	372 000	1372	175 000	630
Cement azbestowy	5300	19,5	3700	13,7
Ropa	200	0,8	160	0,6
Drewno 0,5 t/m ³	3360	12,4	2600	9,7
Suma		1636,5		775,5

- Dane dla EJ z PWR 1000 MWe przyjęto jak dla istniejących EJ w oparciu o dane techniczne EJ z PWR w KKG Goesgen. Dones przyjmował dla PWR 1000 moc 1000 MWe, sprawność 0,31, 40 lat, współ. obc. 0,77, energia $1\text{GWe} \times 40 \times 0,77 \times 365 \times 24 = 271\text{ TWh}$,
- dla AP 600 Dones przyjął moc 600 MWe, 60 lat, współ. obc. 0,87 czas budowy 3,5 roku sprawność 0,31, energia w ciągu życia 272 TWh. Masa łączna EJ wynosi więc $0,775\text{ t/GWh} \times 272\ 000\text{ GWh} = 210,8\text{ tys. Ton}$.

Na tej podstawie Dones [31] podaje zakres emisji CO₂ dla EJ jako 5-12 g(CO₂-eq)/kWh, przy czym dolna granica odpowiada wzbogacaniu wirówkowemu, a górna wzbogacaniu z wykorzystaniem układów dyfuzji gazowej. Energia potrzebna na budowę i likwidację EJ wg. Donesa wynosi

7.6 PJ(t) /GWe. Jest to wielkość bardzo bliska wielkości podawanej przez Vattenfall dla EJ Forsmark 3. Rząd brytyjski w swojej Białej Księdze ze stycznia 2008 – a więc w dokumencie najbardziej aktualnym i niewątpliwie najbardziej autorytatywnym - pisze na ten temat „*Nasze oceny emisji CO₂ w cyklu całego życia EJ oparte na takich dokumentach jak raporty Vattenfall i EJ Torness są robione z dużym zapasem bezpieczeństwa, ostrożne i łatwe do obrony*” [42]

Należy podkreślić, że rząd brytyjski, który przez szereg lat forsował rozbudowę OZE, zlecał wielu komisjom gruntowne przestudiowanie problemów energetyki jądrowej i przeprowadził wielomiesięczną ogólnonarodową dyskusję na jej temat, wypowiada swą opinię z całą odpowiedzialnością za jej konsekwencje.

2.7.2. Polemika SLS – Sevier i WNA

SLS próbowali zdeprecjonować [44] dane przytaczane przez WNA i przez prof. Sevióra, twierdząc, że raport Vattenfall obejmuje tylko bezpośrednie zużycie energii elektrycznej, a nie pełny zestaw wkładów energetycznych. Jednakże analiza arkusza kalkulacyjnego firmy Vattenfall, a także wymagań prawa szwedzkiego wobec deklaracji wpływu na środowisko, wykazuje, że deklaracja ta obejmuje wszystkie wkłady energetyczne. Bez tych wkładów nie byłoby możliwe opracowanie deklaracji wpływu na środowisko. Deklaracja ta podaje także oszacowanie wielkości wkładów energetycznych, które nie zostały bezpośrednio określone i podaje graniczne wielkości ich wartości. Na str. 14 deklaracji EPD z 2004 r. dostępnej w internecie [45] podano jednoznacznie wszystkie elementy, dla których brakowało danych szczegółowych i które w związku z tym ujęto przy pomocy szacunków uogólnionych. Wpływ tych uproszczeń został uznany przez organizację dokonującą audyt deklaracji za pomijalnie mały (poniżej 10%).

SLS twierdzą, że deklaracja dla Forsmark -3 obejmuje tylko paliwo i energię elektryczną bezpośrednio użytą przy budowie EJ, a pomija wkłady związane z użyciem innych materiałów. W rzeczywistości – co łatwo można sprawdzić w internecie - deklaracja EPD jednoznacznie określa wkład energii zawarty w każdym z użytych materiałów w postaci węgla, gazu ziemnego, drewna i hydroenergii niezbędnej do budowy i likwidacji EJ. Zgodnie z wymaganiami prawa szwedzkiego [46] są to pełne nakłady energetyczne, a nie tylko ilość energii elektrycznej zużytej przy budowie. Gdyby nie były one objęte deklaracją, to deklaracja byłaby nieprawdziwa, ponieważ oznaczałoby to zaniżenie emisji CO₂ powodowanych przez użycie energii jądrowej w firmie Vattenfall. Na takie fałszerstwo nie pozwoliłaby żadna organizacja kontrolująca ani tym bardziej rząd szwedzki sprawujący nadzór nad ocenami wpływu różnych zakładów na środowisko. Zestawienie opracowane przez Vattenfall jest również dostępne w internecie [47]. Prof. Seviór uzyskał od Caroline Setterwall z firmy Vattenfall potwierdzenie, że liczby podane w arkuszu kalkulacyjnym EPD oznaczają całkowitą energią użytą do budowy, a nie tylko energię elektryczną [48].

Wszystkie szczegółowe zarzuty SLS zostały odparte przez prof. Sevióra i w studium Donesa. I tak np. SLS twierdzą, że waga materiałów użytych w EJ o mocy 1000 MWe wzrosła do 800-1400 ton w końcu lat 90-tych. Tymczasem Dones w oparciu o dane techniczne EJ Goesgen podaje dla EJ z reaktorem PWR o mocy 1000 MWe wagę 1636,5 kg/GWh, co odpowiada wadze całej EJ równej 443

tys. ton, a dla nowoczesnej EJ z reaktorem AP600 wagę 210 tys. ton. Jak widać, oceny SLS są przesadzone kilkakrotnie i dla starych i dla nowych reaktorów.

SLS stosują systematycznie podejście oparte na metodzie I/O, z przeliczeniem nakładów finansowych na wkład energetyczny według współczynników całościowych określonych dla gospodarki danego kraju. Jednakże metoda ta daje dla EJ wyniki silnie zawyżone, ze względu na dużo większy niż w innych gałęziach przemysłu udział wysokokwalifikowanej pracy ludzkiej (np. na analizie bezpieczeństwa lub na dokumentację jakości urządzeń). W przypadku elektrowni oddawanych do eksploatacji w USA w latach 90-tych wyniki finansowe odzwierciedlają także długie okresy wstrzymywania budowy, gdy trwały procesy sądowe lub procedury administracyjne wstrzymujące rozruch, oprocentowanie kapitału włożonego w budowę trzeba było opłacać miesiąc po miesiącu. Gdy SLS przeliczają koszty EJ nie uwzględniając takich elementów, dostają oczywiście zupełnie nieprawdopodobne wielkości nakładów energetycznych.

Według ich oszacowań, nakłady na budowę EJ powodują emisję 2500-7500 ton CO₂. To oszacowanie jest znacznie większe niż dane techniczne wzięte z praktyki firmy Vattenfall, które po znormalizowaniu do EJ o mocy 1 GWe pracującej przy współczynniku obciążenia 0.85 przez 40 lat dają około 150 ton CO₂, jak widać na stronie 15 cytowanej deklaracji.

SLS powołują się przy tym na ocenę wykonaną dla Sizewell B w ramach brytyjskich ocen w programie ExternE w 1998 roku, wg której zbudowanie Sizewell B o mocy 1250 MWe spowodowało emisję 3740 ton CO₂. Przy założeniu, że przy spalaniu ropy dla uzyskania 1 MJ trzeba wyemitować 75 gramów CO₂ liczba 3740 ton CO₂ oznacza zużycie energii cieplnej 50 PJ. Taka wielkość energii byłaby o rząd większa od wielkości podanej przez Vattenfall.

Pozorna sprzeczność wynika stąd, że w wymienionym przez SLS studium ExternE dokonano przeliczenia kosztu budowy EJ na wydatek energii metodą I/O, która nie nadaje się do ocen dla energetyki jądowej. W metodzie tej koszty poniesione zarówno na pracę jak i na odsetki od kapitału przelicza się zgodnie ze współczynnikiem dla gospodarki brytyjskiej używając odpowiedniego wskaźnika emisji CO₂ w danym sektorze gospodarki. Jak podawaliśmy powyżej, takie podejście nie zapewnia rzeczywistego określenia emisji gazów cieplarnianych ani nakładu energii. Jest to metodologia SLS, a nie zalecana metodologia oparta na analizie łańcucha procesów wytwarzania produktu. Bezpośrednie mierzenie nakładów energetycznych stosowane w deklaracji firmy Vattenfall nie daje okazji do takich błędów.

W oparciu o cytowane przez SLS studium brytyjskie po przeliczeniu na jednostkową emisję CO₂ na kWh otrzymujemy:

$$3740 \cdot 10^9 \text{ g} / (1250 \cdot 1000 \text{ kW} \times 40 \times 0.8 \times 360 \times 24 \times 3600) = 3740 \cdot 10^9 \text{ g} / 1244 \cdot 10^{12} \text{ kJ} = 3 \text{ g} / 1000 \text{ kWh} = 10.8 \text{ g/kWh}.$$

Argument ten wygląda na przekonujący, ale gdy sięgniemy do źródła tych danych, to jest do raportu ExternE, okazuje się, że oszacowanie w studium brytyjskim było oparte na podejściu analogicznym do stosowanego przez SLS. Natomiast studium belgijskie, również wykonane w ramach ExternE, podaje, że całkowite emisje CO₂ wynoszą 4.5 g/kWh, co zgadza się z danymi firmy Vattenfall podającej 3.5 g/kWh. Wielkość 4.5 g/kWh w studium belgijskim [49] obejmuje całkowite emisje zsumowane w ciągu całego cyklu życiowego EJ włącznie z budową elektrowni, eksploatacją, likwidacją, przerobem paliwa wypalonego i ostatecznym unieszkodliwianiem odpadów.

Uniwersytet w Sydney zauważył ponadto, że SLS podają całkowitą masę EJ jako równą 516 kt, a że według analizy SLS potrzebna energia wynosi 97 PJ, to wynikałoby stąd właściwe zapotrzebowanie energii na materiały reaktorowe równe 188 MJ/kg. Taka liczba jest wyższa niż liczby podawane w literaturze dla materiałów reaktorowych z wyjątkiem aluminium. Ilości energii naprawdę potrzebne to około 40 MJ/kg dla stali zbrojeniowej, 70 dla stali nierdzewnej, 1.5 dla betonu, , 100 dla miedzi, 6 dla cementu, i tylko dla Al mamy zakres wartości od 220 do 260. Jednakże aluminium nie stanowi istotnego wkładu w nakłady energetyczne dla EJ.

Vattenfall najlepiej może ocenić swe własne potrzeby energetyczne, a przedstawione przez Vattenfall liczby sprawdzała niezależna organizacja.

2.8. Eksploatacja elektrowni jądrowej

W pracy Rotty et al. podano wkład energii do silników diesla, chemikaliów, urządzeń i konserwacji jako równy 8.5 GWh_{el} energii elektrycznej i 80 GWh_{th} energii cieplnej rocznie. Przeliczenie kosztu całej EJ wg średniego wskaźnika dla gospodarki narodowej dałoby wielkość około 120 US\$/kWh/rok (dolary o wartości z 1990 r.) co zgadza się z liczbą 100 M\$/GWh/rok podaną przez Storm van Leeuwen i Smitha. Jednakże około 40% tych kosztów finansowych to płace pracowników, dalsze 30% stanowią koszty ubezpieczenia i administracji, a usługi techniczne i materiały stanowią wkłady po 15%. W tej sytuacji autorzy ISA odrzucili oszacowania oparte na metodzie przelicznika wkładów finansowych na energetyczne jako błędne.

Ocena nakładu energii podczas eksploatacji EJ podana przez Donesa [50] oparta jest na bezpośrednich informacjach od szwajcarskiej firmy energetycznej i obejmuje paliwo dla silników diesla, smary i chemikalia, cement i stal dla unieszkodliwiania odpadów nisko aktywnych a także transport. Ponadto roczne zużycie energii elektrycznej z sieci jest określone w pracy Donesa,[33] jako równe 34 TJ(t)/rok, to jest prawie 10 GWh/rok) dla PWR w EJ Gosgen w 1992 r. Wielkość ta została ujęta w zużyciu energii elektrycznej dla potrzeb własnych. W warunkach szwajcarskich, gdzie wymiana paliwa następuje w lecie, produkcja energii elektrycznej tym czasie pochodzi z elektrowni wodnych i jądrowych, które nie powodują wydzielania CO₂. Wobec tego jednak, że oceną porównujemy z warunkami polskimi, przyjęto że należy uwzględnić odpowiednie wydzielanie CO₂ średnie dla unii europejskiej.

SLS kwestionują przyjętą w deklaracji EJ Forsmark długość życia elektrowni równą 40 lat przy średnim współczynniku obciążenia równym 0.85, ponieważ dotychczas żadna elektrownia jądrowa nie uzyskała tak długiego czasu pracy. Dlatego SLS stosują w swych ocenach czas efektywnej pracy równy 24 lata. Jednakże nie ma żadnych oznak, by elektrownie jądrowe miały wymagać likwidacji przed końcem swego projektowego okresu pracy. Elektrownie jądrowe drugiej generacji zaczęły pracę zaledwie 30 lat temu. Co więcej, wiele z nich wystąpiło o zezwolenie na przedłużenie okresu pracy do 60 lat i otrzymało na to zgodę dozoru jądrowego. Firma Vattenfall wystąpiła o zezwolenie na podniesienie mocy nominalnej EJ Forsmark -3 [51] i już otrzymała zezwolenie na podniesienie mocy EJ Ringhals [52].

Wydaje się więc w pełni usprawiedliwione założenie, że elektrownie jądrowe będą pracowały na pełnej mocy do końca projektowego okresu pracy wynoszącego 40 lat, a od, że EJ III generacji oczekujemy będą pracowały zgodnie z projektem przez 60 lat.

Należy zauważyć, że szeroko cytowane przez przeciwników energetyki jądrowej opracowanie SLS [53], które przedstawia zdecydowanie negatywny obraz energetyczny cyklu nuklearnego zakłada, że energia potrzebna do zbudowanie i likwidacji EJ jest dużo większa. Zdaniem SLS ma ona wynosić nie 8 PJ (jak podaje Vattenfall) lecz 240 PJ(t). Różnica wynika stąd, że firma Vattenfall mierzyła wkłady energetyczne bezpośrednio z danych technicznych, podczas gdy SLS przeliczali cenę elektrowni ze wszystkimi narzutami (w tym na oprocentowanie kapitału podczas budowy) na ilość równoważnej energii.

SLS polemizowali z prof. Seviorem [54] który dwukrotnie odpowiadał na ich obiekcje, udowadniając poprawność danych firmy Vattenfall [55].

\

2.9. Likwidacja elektrowni jądrowej

Jak podaje studium Uniwersytetu w Sydney (ISA), w ciągu życia i likwidacji typowego reaktora energetycznego trzeba usunąć około 10,000 ton średnio i wysokoaktywnych odpadów promieniotwórczych, około 10,000 ton odpadów nisko i średnio aktywnych i około 100,000 ton materiałów nieaktywnych [56, str 48]. Materiały radioaktywne muszą być unieszkodliwione jako odpady ze wzbogacania, paliwo wypalone i produkty rozszczepienia zgodnie z ich poziomem radioaktywności. Większość, bo około 99% aktywności zawarte jest w odpadach wysokoaktywnych. [57]. Wg studium ISA nakład energii na likwidację elektrowni jądrowej można przyjąć zgodnie z pesymistycznym założeniem WNA [58] jako równy 35% nakładu energii potrzebnego na budowę reaktora. W literaturze można znaleźć opis EJ Niederaichbach jako pierwszego kompletnie zlikwidowanego („do zielonego pola”) reaktora energetycznego w Europie [59, 60, 61]. Jednakże koszty określone dla tego reaktora mogą nie być reprezentatywne ze względu na długie okresy przestojów i opóźnienia wynikające z procedur prawnych poprzedzających likwidację elektrowni. Autorzy zauważyli też, że likwidacja tego reaktora przebiegała w latach 90- tych w Niemczech i była utrudniana na każdym kroku ze względów politycznych. Jak pisze Liebholz w artykule „Do zielonego pola” organizacje antynuklearne stawiały szereg przeszkód w likwidacji reaktora, mając nadzieję, że nie uda się go kompletnie rozebrać. Dałoby to im w dyskusji o energetyce jądrowej cenny argument, że elektrownia jądrowa oznacza skażenie danej działki na zawsze. Udana likwidacja reaktorów i innych instalacji jądrowych uniemożliwiła takie twierdzenia.

Dla komercyjnego reaktora HTR w Hamm-Uentrop koszty budowy z uwzględnieniem inflacji wyniosły 7000 tysięcy, a koszty demontażu 642 tysiące euro. Dla komercyjnego prędkiego reaktora powielającego SNR-300 w Kalkar koszty likwidacji wyniosły 3% nakładów inwestycyjnych. Autorzy ISA przyznają, że w dużych EJ koszty likwidacji będą stanowiły mniejszą część kosztów budowy, około 10%. Ta opinia zgadza się z ocenami technicznymi opracowanymi w ramach prac MAEA dla szeregu reaktorów WWER o mocy 440 MWe i 1000 MWe. WNA przedstawia pięć liczb opisujących nakłady energetyczne na likwidację EJ, w przedziale od 4.3 PJ do 6.2 PJ [62]. Przyjmując nakłady energii na budowę rzędu 4,100 GWhth \approx 15 PJ, otrzymujemy wynik że likwidacja stanowi około 35% budowy. SLS proponują wskaźnik 200% kosztów budowy, który dla określenia nakładu energii należałoby mnożyć przez średnią krajową intensywność energetyczną. Autorzy ISA odrzucają tę propozycję.

Odnosnie nakładu energii potrzebnego na likwidację EJ, SLS twierdzili, że w deklaracji firmy Vattenfall brakuje liczb określających nakłady energii potrzebnej do realizacji procesów, które jeszcze nie są realizowane, np. głębokie składowanie odpadów radioaktywnych. Okazało się jednak, że twierdzenie to jest nieprawdziwe, Szwecja opracowała projekt głębokiego składowiska odpadów radioaktywnych, będący owocem 20 lat pracy. Energia podana w arkuszu kalkulacyjnym opublikowanym na stronie internetowej [63] oparta jest na wynikach tych prac. Podobne wielkości podaje Dones w oparciu o dane szwajcarskiego studium przewidywanych kosztów składowania podziemnego odpadów wysokoaktywnych ze szwajcarskich EJ [64].

Wielkość 92 GJ/t odpadów wysokoaktywnych na przechowywanie paliwa, przechowywanie i transport odpadów promieniotwórczych otrzymano z pracy Donesa [34] przy użyciu skumulowanego zapotrzebowania energetycznego dla przechowywania tymczasowego (Interim storage) przy ilości odpadów wynoszącej: 5700 m³ odpadów wysokoaktywnych i 28300 m³ odpadów o średniej i niskiej aktywności, przy czym objętości te zawierają już pojemniki do przechowywania odpadów. Dane Dones a zostały zaczerpnięte ze szwajcarskiego studium projektowego dla zakładów tymczasowego przechowywania odpadów radioaktywnych. SLS postulują bez uzasadnienia, że potrzebna będzie energia 1300 GJ(t)/t odpadów wysokoaktywnych. Wszystkie oceny SLS są od 10 do 100 razy wyższe od danych technicznych użytych przez Donesa.

W przypadku unieszkodliwiania odpadów średnio aktywnych SLS postulują energię równą 4300 GJ(t)/m³, podczas gdy Dones podaje 22 GJ(t)/m³. przyjmując dla odpadów ciężar właściwy jak

dla betonu, $2,3 \text{ t/m}^3$. Niektóre założenia przyjęte są przez SLS arbitralnie, np. intensywność energetyczna „produkcji, napełnienia, manipulacji i transportu” pojemników na odpady promieniotwórcze została przez SLS przyjęta jako równa energii potrzebnej na budowę EJ (znacznie przeszacowanej) (SLS 2005, rozdz. 4, #3).

Energię zużytą na unieszkodliwianie odpadów wysokoaktywnych podają SLS jako równą 5000 GJ(t)/m^3 odpadów wysokoaktywnych, podczas gdy Dones podaje tylko 260 GJ(t)/m^3 .

Ilość odpadów z wzbogacania wirówkowego została przez SLS przyjęta jako znacznie wyższa niż ze wzbogacania dyfuzyjnego (4 razy) bez żadnego uzasadnienia technicznego lub fizycznego. Stąd wynika wartość czterokrotnie wyższa niż podawana przez URENCO w deklaracji o wpływie na środowisko [64]. W pracy SLS [8, rozdz. 4], objętość odpadów radioaktywnych z likwidacji EJ oceniono na $93\,900 \text{ m}^3$. Oficjalne oceny operatorów szwajcarskich EJ zrobione przed 1985 r. i użyte jako dane wejściowe do określenia całkowitej masy odpadów radioaktywnych wymagających składowania wieczystego dały następujące wielkości: 7000 m^3 dla reaktora PWR i 14000 m^3 dla BWR (włącznie z pojemnikami). Najnowsze oceny dały objętości poniżej 5000 m^3 dla PWR i poniżej 10000 m^3 dla BWR. (informacje bezpośrednio od projektantów, niepublikowane, zamieszczone w pracy Dones a 2007 [33]). Jak widać, SLS oceniają o rząd wielkości za wysoko ilości odpadów powstających przy likwidacji EJ.

SLS przeceniają nakład energetyczny potrzebny na budowę składowiska ponieważ ich ocena bazuje na współczynnikach konwersji identycznych do tych, których użyli przy ocenie nakładu energii potrzebnej na budowę elektrowni jądrowej. ([8], rozdz. 4). Metoda ta jest skrytykowana i odrzucona nawet przez przyjazne dla SLS opracowanie ISA 2005 [65].

3. PODSUMOWANIE: ENERGIA POTRZEBNA DO BUDOWY I LIKWIDACJI EJ

SLS szacują, że budowa i likwidacja EJ pochłonie ogromne ilości energii – w przypadku EJ o mocy 1000 MWe ma to być 80 PJ(t) na samą budowę, a 240 PJ w sumie dla budowy i likwidacji EJ. Wszystkie dostępne publikacje techniczne zaprzeczają tym wartościom.

Nakłady energetyczne w ocenie SLS wyprowadzone są na podstawie całkowitych kosztów budowy i całkowitej masy EJ, przy czym SLS zastosowali trzy różne metody oparte na różnych wartościach współczynnika energii na jednostkę kosztu lub masy. Wartość przyjęta przez SLS leży w środku zakresu otrzymanych przez nich trzech wartości energii. Jednakże, jeśli uwzględni się podaną przez SLS średnią masę EJ równą 516 tysięcy ton, to po zastosowaniu współczynników zawartości energii dla każdego z materiałów EJ otrzymuje się dla całej EJ tylko $3,3 \text{ PJ(t)}$, a więc około 25 razy mniej niż wartość podaną przez SLS. Nawet jeśli uwzględni się możliwe teoretyczne zniżenie wartości przy metodyce stosowanej w analizie procesu, które w pracy (ISO 2006) oceniono jako nie większe niż współczynnik 2, to i tak wynik wskazuje na ogromne przeszacowanie wyników przez SLS.

Firma Vattenfall określiła całkowitą energią potrzebną do budowy i likwidacji elektrowni jako równą 8 PJ(t) stosując pomiar rzeczywistych wkładów energetycznych. Dones (2003) również wyliczył nakłady energetyczne jako równe od $7,6$ do 9 PJ energii pierwotnej dla budowy i likwidacji EJ z reaktorem PWR. W niedawno opracowanym studium (Dones 2006) wycenił energię potrzebną do budowy i likwidacji w przypadku reaktora $\text{EPR } 1600 \text{ MWe}$. Okazało się, że wynosi ona 11 PJ energii pierwotnej. Wartość ta jest zgodna z wynikiem szczegółowej analizy, którą wykonał Hoffmeyer w 1996 roku, gdzie całkowite zapotrzebowanie energii na budowę i likwidację EJ o mocy 1400 MWe wyniosło 11 PJ(t) .

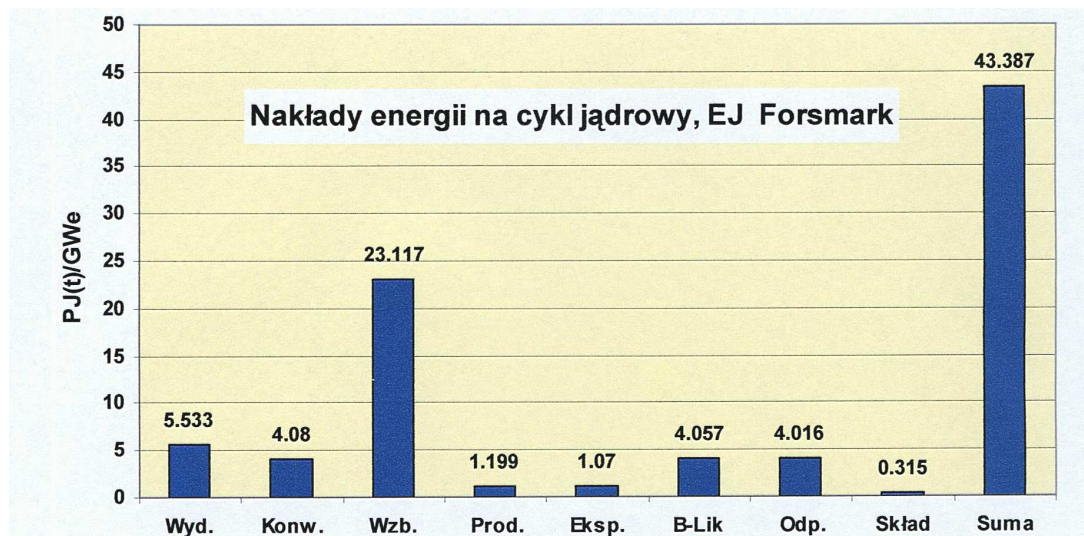
Rozważając likwidację EJ, SLS dochodzą do zaskakująco wysokiego zapotrzebowania energetycznego: dwukrotnie większe od energii potrzebnej na budowę. SLS uzyskali tę wartość na podstawie własnych przypuszczeń opartych na wzmiankach w literaturze, że „koszty demontażu EJ

mogą sięgać od 100% do 220% kosztów budowy”. SLS nie podają, dla jakich reaktorów były robione te szacunki, ani jakie były koszty budowy przyjęte w pierwotnych dokumentach, by wspomnieć tylko dwa z pośród wielu braków. SLS po prostu przyjmują współczynnik dwa i mnożą go przez oszacowane przez nich zbyt wysokie koszty energetyczne budowy EJ, bez żadnej próby analizy kosztów. Tymczasem koszty budowy EJ wzrosły w ciągu ostatnich dziesięcioleci bynajmniej nie wskutek istotnego wzrostu ilości materiałów lub energii, lecz raczej wskutek innych powodów, takich jak duże opóźnienia w uruchomieniu elektrowni, rosnące wymagania w zakresie udowodnienia jakości i bezpieczeństwa EJ itd. Jest oczywiste, że jeśli już zbudowana elektrownia nie może rozpocząć pracy z powodu toczącego się przewodu sądowego, to koszty monetarne silnie wzrosną, natomiast koszty energetyczne pozostaną bez zmiany. Podobnie wzrost wymagań odnośnie zapewnienia jakości oznacza ogromną ilość dodatkowej dokumentacji – czy to w formie papierowej czy cyfrowej - podnoszącej znacznie koszty urządzeń, natomiast minimalnie wpływa na wielkość potrzebnej energii.

Dlatego też zarówno WNA, jak prof. Sevir czy Dones stwierdzają, że prosta ekstrapolacja z kosztów finansowych na energetyczne jest błędem. Ponadto SLS ignorują wiele innych wycen kosztów likwidacji EJ, według których likwidacja będzie kosztowała o rząd mniej od budowy EJ [66]. W pracy ISA 2006 cytowane są raporty niemieckie, wskazujące, że koszty likwidacji mogą wynieść od 10% do 25% kosztu budowy, co zgadza się z raportami MAEA na ten temat. Wyższe koszty likwidacji występują zwykle dla mniejszych reaktorów, prototypowych lub badawczych – ale te konstrukcje z reguły nie są ściśle związane z energetyką jądrową, bardziej ze sferą naukowo-badawczą i ewentualnie innymi gałęziami przemysłu (produkcja radiofarmaceutyków, próby materiałowe itp.).

W pracy Dones 2003 założono, że likwidacja będzie wymagała 75% energii elektrycznej i 75% paliwa do silników diesla (włącznie z transportem) zużytych podczas budowy. Materiały potrzebne do likwidacji elektrowni obejmują już także pojemniki na materiały radioaktywne [50].

Dones nie określał energii potrzebnej na rekultywację kopalni wobec braku danych. Demontaż zakładów oczyszczania rudy jest ujęty w podanej powyżej liczbie dotyczącej wydobyć i oczyszczanie rudy uranowej (jest to 25% energii zużytej na budowę zakładu)

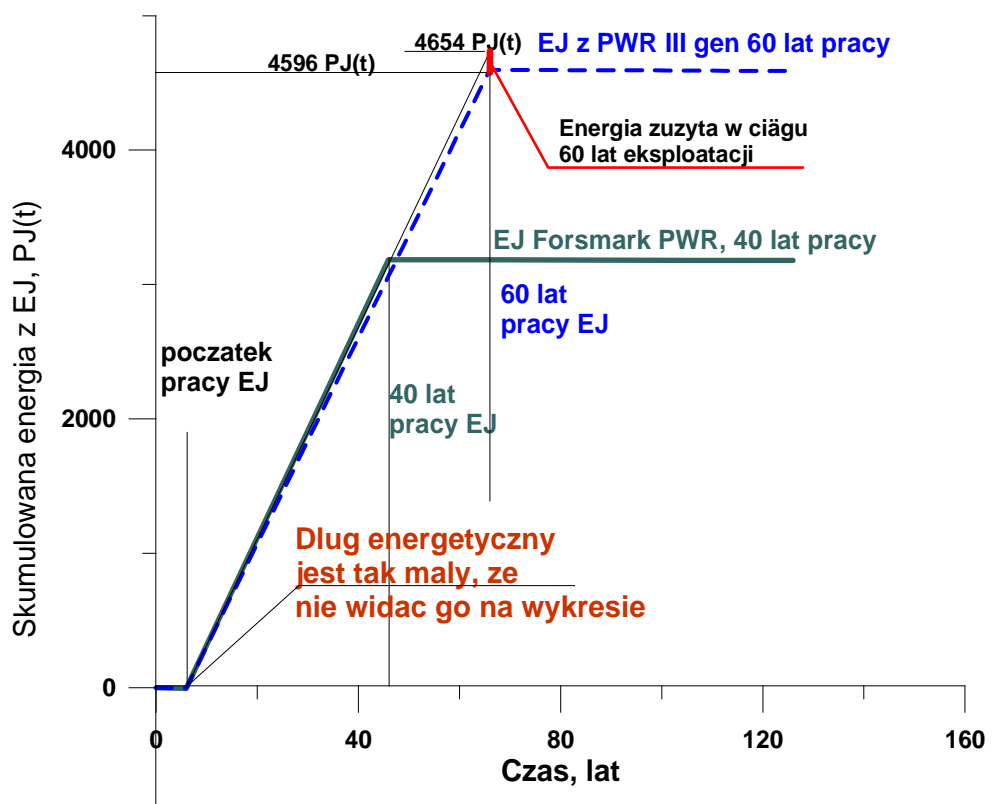


Rys. 2. Nakłady energetyczne na cykl jądrowy, dane wg deklaracji wpływu na środowisko dla EJ Forsmark [38]. Skróty na rysunku: Wyd.- wydobyć i oczyszczania uranu, Konw. - konwersja w UF6, Wzb-wzbogacanie, Prod.- produkcja paliwa, Eksp. -eksploatacja EJ, B-Lik - budowa i likwidacja EJ, Odp. – gospodarka odpadami radioaktywnymi, Skład - budowa składowiska odpadów.

Wg SLS energia średnia potrzebna do wydobycia i oczyszczenia uranu o zawartości 0.01% U to 78 TJ/tU. Z danych o kopalniach budowanych obecnie, takich jak Trekkopje, lub pracujących jak Rossing widać, że ocena SLS jest błędna. Jeśli nawet postulowane przez nich urwisko energetyczne istnieje, to jego położenie zależy oczywiście od stosunku nakładu skały płonnej do grubości warstwy rudy. Tymczasem rudy o niskiej zawartości uranu są często rozmieszczone na powierzchni ziemi i ich wydobycie wymaga usunięcia znacznie mniejszych grubości nakładu.

Możliwość wydobycia danych pokładów rudy wymaga w każdym przypadku rozpatrzenia konkretnych warunków danej kopalni, jednakże jako wniosek ogólny można stwierdzić, że wykorzystanie uranu naturalnego w cyklu otwartym z reaktorami wodnymi LWR przynosi zysk energetyczny przy rudzie ubogiej o zawartości nawet 0.001% U₃O₈ i poniżej. Przy stosowaniu wzbogacania wirówkowego i rudy o zawartości U₃O₈ równej 0.01% okazuje się, że mimo tak ubogiej rudy nakłady energetyczne wynoszą tylko 2% produkowanej energii i dług energetyczny będzie spłacony w ciągu 1,2 roku. Zysk energetyczny dla owej rudy leżącej poza rzekomym „urwiskiem energetycznym” równy jest 50!

Oznacza to, że ogromne zasoby uranu w różnych złożach, włącznie z uranem uzyskiwanym jako produkt uboczny z wydobycia węgla, miedzi, fosforanów itd. są wartościowe dla energetyki jądrowej



Rys. 3. Bilans energetyczny dla elektrowni jądrowej z reaktorem PWR (wbrew twierdzeniom SLS, dług energetyczny jest tak mały, że na rysunku nie widać go bo jest zakryty grubością linii ciągłej).

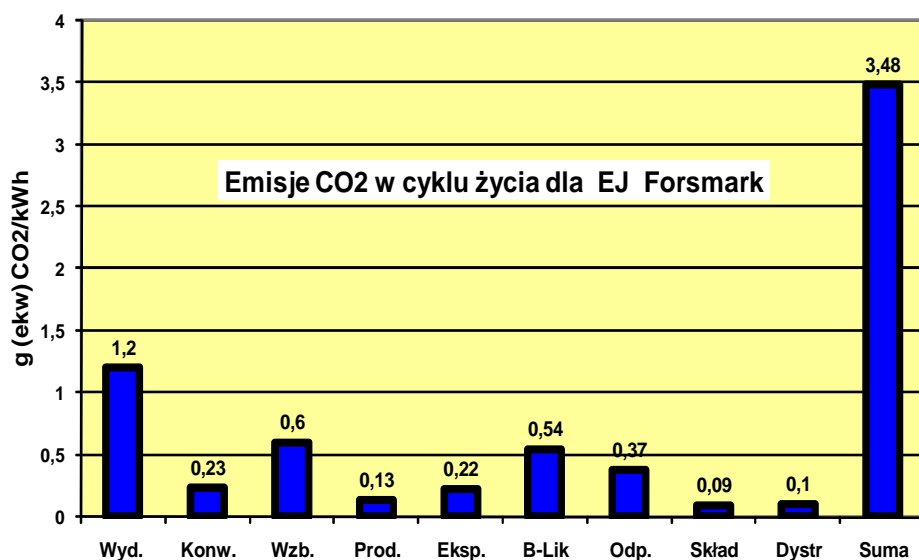
4. ROLA ENERGETYKI JĄDROWEJ W OGRANICZANIU EMISJI GAZÓW CIEPLARNIANYCH

Obecnie energetyka jądrowa pozwala uniknąć emisji ponad dwóch miliardów ton CO₂ rocznie. Każde 22 tony uranu wykorzystanego jako paliwo w EJ zaoszczędza milion ton CO₂, które spowodowałyby spalanie równoważnej ilości węgla [67].

Energetyka jądrowa nie powoduje emisji gazów cieplarnianych w czasie pracy EJ. Gdybyśmy hipotetycznie zamknęli wszystkie EJ w Unii Europejskiej i zastąpili je elektrowniami o istniejącej strukturze wytwarzania energii elektrycznej (poza hydroelektrowniami, których mocy nie można tak łatwo powiększyć) to roczna emisja CO₂ wzrosłaby z 1,3 do 2 miliardów ton, a więc o 704 miliony ton CO₂. Oznaczałoby to wzrost emisji o 53,4%/rocznie.

Dla porównania, jest to wielkość równa całkowitej emisji CO₂ z 200 milionów samochodów osobowych w Unii Europejskiej (722 miliony ton rocznie). Gdy w Europie zapalają się światła, jedna trzecia z nich jest zasilana prądem z elektrowni jądrowych! [68]

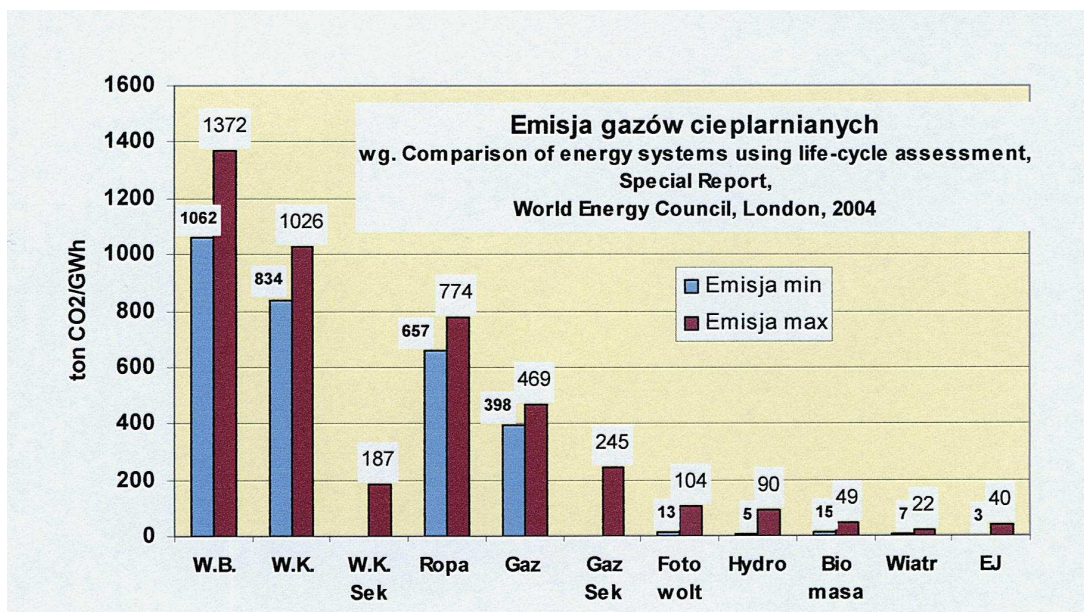
W skali światowej, energetyka jądrowa pozwala uniknąć emisji 2,2 mld ton CO₂



Rys. 4. Emisje CO₂ w cyklu całego życia dla elektrowni jądrowej Forsmark.

Według protokołu z Kioto, kraje UE-15 miały zredukować swe emisje o 8% w stosunku do roku 1990, co odpowiada około 340 milionów ton CO₂. Kraje rozszerzonej UE-25 mają łącznie zredukować swe emisje o około 415 milionów ton CO₂. Porównajmy to z emisjami jakich UE-25 unika dzięki energii jądrowej - 700 milionów ton CO₂ rocznie. Nic dziwnego, że Parlament Europejski w swej uchwale z 24.10.2007 stwierdził, że energetyka jądrowa jest dla Unii Europejskiej niezbędna [69].

Na rys. 5 widać zestawienie emisji gazów cieplarnianych powodowanej przez różne źródła energii elektrycznej, opracowane wg danych Światowej Rady Energetycznej.



Rys. 5. Porównanie emisji gazów cieplarnianych w cyklu całego życia.

Literatura

- [1] IEA. World Energy Outlook 2006. IEA/OECD, Paris, 2006
- [2] Campbell D. E., Brandt-Williams S. L., Meisch M. E., Environmental Accounting Using Emery: Evaluation of the State of West Virginia, U.S. Environmental Protection Agency, EPA/600/R-05/006, AED-03-104 March 2005
- [3] Dones, R.; Heck, T. and Hirschberg, S. Greenhouse Gas Emissions from Energy Systems, Comparison and Overview. *Encyclopaedia of Energy* 2004; 3: 77-95
- [4] Denholm, P. and Kulcinski, G. L. Life cycle energy requirements and greenhouse gas emissions from large-scale energy storage systems. *Energy Conversion and Management* 2004; 45 (13/14): 2153-2172
- [5] Meier, P.J.; Wilson, P.P.H.; Kulcinski, G.L. and Denholm, P.L. US electric industry response to carbon constraint: a life-cycle assessment of supply side alternatives. *Energy Policy* 2005; 33 (9): 1099-1108
- [6] Spadaro, V.; Langlois, L. and Hamilton, B. Greenhouse gas emissions of electricity generation chains: Assessing the difference. *IAEA Bulletin* 2000; 42 (2)
- [7] Perry A.M., Devine W.D., Reister D.B., *The energy cost of energy - guidelines for net energy analysis of energy supply systems*. Report No. ORAU/IEA(R)-77-14. Oak Ridge, TN, USA: Institute for Energy Analysis, Oak Ridge Associated Universities, 1977.
- [8] Storm van Leeuwen J.W. and Smith P., "Nuclear Power: the Energy Balance". Updates 2005. Retrieved from <http://www.stormsmith.nl/>
- [9] Storm van Leeuwen J.W.: Nuclear power - the energy balance, Uranium, October 2007. <http://www.stormsmith.nl/>
- [10] Vattenfall AB Generation Nordic Countries – Certified Environmental Product Declaration of Electricity from Forsmarks Kraftgrupp AB (FKA). S-P-00021, June, 2004. Updated 2005. http://www.vattenfall.de/www/vf_com/vf_com/Gemeinsame_Inhalte/DOCUMENT/360168vatt/386246envi/2005-EPD-FKA.pdf

- [11] British Energy, "Carbon footprint of the nuclear fuel cycle – Environmental Product Declaration of Electricity from Torness Nuclear Power Station – Technical Report". AEA Technology Environment, London, UK. Retrieved from <http://www.british-energy.com/pagetemplate.php?pid=251>
- [12] Sustainable Development Commission, "The role of nuclear power in a low carbon economy – Paper 2: Reducing CO2 emissions – nuclear and the alternatives – An evidence-based report by the Sustainable Development Commission, March 2006, UK. Retrieved from: <http://www.sd-commission.org.uk/publications/downloads/Nuclear-paper2-reducingCO2emissions.pdf>
- [13] Weisser D. A guide to life-cycle greenhouse gas (GHG) emissions from electric supply technologies. Accepted for publication in Energy. (2007)
- [14] Fthenakis V. M. and Kim H. C. Greenhouse-gas Emissions from Solar Electric- and Nuclear Power: A Life-cycle Study. Energy Policy, (2007) Vol. 35, pp. 2549-2557.
- [15] Dones R. Kernenergie. In Dones R. (Ed.) Sachbilanzen von Energiesystemen: Grundlagen für den ökologischen Vergleich von Energiesystemen und den Einbezug von Energiesystemen in Ökobilanzen für die Schweiz. Final report ecoinvent 2000 No. 6-VII. Paul Scherrer Institut Villigen, Swiss Centre for Life Cycle Inventories, Dübendorf, CH (2004). Retrieved from: www.ecoinvent.ch.
- [16] Dones R., Bauer C., Bolliger R., Burger B., Faist Emmenegger M., Frischknecht R., Heck T., Jungbluth N. and Röder A. (2004a) Life Cycle Inventories of Energy Systems: Results for Current Systems in Switzerland and other UCTE Countries. Final report ecoinvent 2000 No. 5. Paul Scherrer Institut Villigen, Swiss Centre for Life Cycle Inventories, Dübendorf, CH. Retrieved from: www.ecoinvent.ch
- [17] Strupczewski A., Program rozwoju energetyki jądrowej w Polsce a zaopatrzenie w paliwa rozszczepialne z zasobów krajowych, XXIII Konferencja z cyklu Zagadnienia surowców energetycznych i energii w gospodarce krajowej „Dylematy polskiej polityki energetycznej”, Zakopane 11.10.2009.
- [18] <http://www.bhpbilliton.com/bb/ourBusinesses/baseMetals/olympicDam.jsp>
- [19] <http://hsecreport.bhpbilliton.com/wmc/2004/performance/odo/data/index.htm>
- [20] <http://www.abc.net.au/news/stories/2007/09/26/2043962.htm>
- [21] <http://www.infomine.com/minesite/minesite.asp?site=olympicdam#Operation>
- [22] The University of Sidney, "Life-Cycle Energy Balance and Greenhouse Gas Emissions of Nuclear Energy in Australia, Nov. 2006 http://www.pmc.gov.au/umpner/docs/commissioned/ISA_report.pdf
- [23] Deffeyes & MacGregor, "World Uranium resources" Scientific American, Vol 242, No 1, January 1980, pp. 66-76.
- [24] Weis M, Kienle F, Hortmann W. Kernenergie und CO2: Energieaufwand und CO2-Emissionen bei der Brennstoffgewinnung. *Elektrizitätswirtschaft* 1990; 89(1/2) 28-31
- [25] Australian Coal Association. *Electricity from a nuclear power station*. Case study B16. Canberra, Australia: Australian Coal Association, 2001.
- [26] Rotty, R. M., Perry, A. M., Reister, D. B., 1975. Net energy from nuclear power, ORAU/IEA-75-3, Institute for Energy Analysis, Oak Ridge Associated Universities, Nov.1975.
- [27] Fthenakis V.M., Kim H.,C., Greenhouse –gas Emissions from Solar Electric and Nuclear Power : A Life-cycle Study, Energy Policy, in print.
- [28] <http://www.world-nuclear-news.org/newsarticle.aspx?id=25825&>
- [29] Dones R. Critical note on the estimation by Storm van Leeuwen J.W. and Smith P. of the energy uses and corresponding CO2 emissions from the complete nuclear energy chain, PSI, 10.04.2006
- [30] Chapman P.F., Energy analysis of nuclear power stations, Energy Policy, December 1975, s.285-298
- [31] Dones R, Gantner U, Hirschberg S, Doka G, Knoepfel I. *Environmental inventories for future electricity supply systems for Switzerland*. PSI Bericht Nr. 96-07. Villigen, Switzerland: Paul Scherrer Institut, 1996.
- [32] Uranium enrichment tails upgrading (Re-enrichment) <http://www.wise-uranium.org/edumu.html>
- [33] Dones R., "Critical note on the estimation by Storm van Leeuwen J.W. and Smith P. of the energy uses and corresponding CO2 emissions from the complete nuclear energy chain", PSI, 10 April 2007
- [34] World Nuclear Association. *Energy analysis of power systems*. Information Paper 11, <http://www.world-nuclear.org/info/inf11.htm>. London, UK: World Nuclear Association, 2006.

- [35] Rombough C.T, Koen B.V. Total Energy Investment in NPPs, Nuclear Technology, vol. 26, May 1975, p.5-11
- [36] Wagner H.J. *Der Energieaufwand zum Bau und Betrieb ausgewählter Energieversorgungstechnologien*. Angewandte Systemanalyse Nr.10, Jül-1561. Jülich, Germany: Kernforschungsanlage Jülich GmbH, 1978
- [37] Chapman P.F. Energy analysis of nuclear power stations. *Energy Policy* 1974; 3(4) 285-299
- [38] Vattenfall AB Generation Nordic Countries – Certified Environmental Product Declaration of Electricity from Forsmarks Kraftgrupp AB (FKA). S-P-00021, June, 2004. Updated 2005.
http://www.vattenfall.de/www/vf_com/vf_com/Gemeinsame_Inhalte/DOCUMENT/360168vatt/386246envi/2005-EPD-FKA.pdf
- [39] http://nuclearinfo.net/twiki/pub/Nuclearpower/WebHomeEnergyLifecycleOfNuclearPower/Energy_per_lifecycle_phase_Ian_Martin_051124.xls
- [40] University of Sydney, Australia Life-Cycle Energy Balance and Greenhouse Gas Emissions of Nuclear Energy in Australia, Integrated Sustainability Analysis 3 November 2006
- [41] www.nuclearinfo.net
- [42] UK Government BERR: A White Paper on Nuclear Power: Meeting the Challenge, January 2008
- [43] The Boston Consulting Group, Economic Assessment of Used Nuclear Fuel Management In The United States, Report, July 2006
- [44] www.stormsmith.nl
- [45] <http://www.environdec.com/reg/026/>
- [46] PRODUCT-SPECIFIC REQUIREMENTS (PSR) for preparing an environmental product declaration (EPD) for Electricity and District Heat Generation PSR 2004:2 The Swedish Environmental Management Council Version 1.0 2004-04-08
- [47] http://www.nuclearinfo.net/Nuclearpower/WebHomeEnergyLifecycleOfNuclear_Power/Energy_per_lifecycle_phase_Ian_Martin_051124-1.xls
- [48] <http://nuclearinfo.net>
- [49] <http://externe.jrc.es/Belgium+Nuclear.htm>
- [50] Dones R., “Kernenergie”. In: Sachbilanzen von Energiesystemen: Grundlagen für den ökologischen Vergleich von Energiesystemen und den Einbezug von Energiesystemen in Ökobilanzen für die Schweiz (Ed. Dones R.). Paul Scherrer Institut, Villigen, Swiss Centre for Life Cycle Inventories, Dübendorf, Switzerland (2003). Retrieved from: <http://www.ecoinvent.ch>
- [51] http://www.energorisk.com.ua/english/News_arc/Archiv_2004/October/NISL151004.htm
- [52] http://www.worldnuclear.org/news_feature/index.cfm?NN_Flash=0&site=2
- [53] Storm van Leeuwen J.W., Smith P., Nuclear power the energy balance. <http://www.stormsmith.nl/>
- [54] <http://nuclearinfo.net/Nuclearpower/SSRebuttal>
- [55] <http://nuclearinfo.net/Nuclearpower/SeviorSLSRebuttal>
- [56] Thierfeldt S. Freigabegrenzwerte für Reststoffe. *atw* 1995; 40(4) 257-261
- [57] International Atomic Energy Agency. *Nuclear power: An overview in the context of alleviating greenhouse gas emissions*. Supporting document to the Second Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change, Life-Cycle Energy and Greenhouse, IAEA-TECDOC -793. Vienna, Austria: International Atomic Energy Agency, 1995.
- [58] World Nuclear Association: *Energy analysis of power systems*. Information Paper 11, London, UK, 2006, <http://www.world-nuclear.org/info/inf11.htm>.
- [59] Rüdinger V. Beseitigung des Kernkraftwerks Niederaichbach. *atw* 1991; 36(12) 561-564.
- [60] Liebholz W-M. Grüne Wiese. *atw* 1995; 40(8/9) 517.
- [61] Schwald P, Obst J, Orwantschke D, Valencia L. Demontage und Beseitigung von Niederaichbach. *atw* 1995; 40(4) 242-246
- [62] World Nuclear Association. *Supply of Uranium*. Information Paper 75, <http://www.world-nuclear.org/info/inf75.htm>. London, UK: World Nuclear Association, 2006.
- [63] <http://nuclearinfo.net>

- [64] Dones R., Heck T., Hirschberg S., Greenhouse gas emissions from energy systems, comparison and overview, in: PSI Annual Report, 2003, Annex IV, Paul Scherrer Institute, Villingen, Switzerland.
- [65] Life-Cycle Energy Balance and Greenhouse Gas Emissions of Nuclear Energy in Australia, Integrated Sustainability Analysis, the University of Sydney, 3 Nov. 2006
- [66] http://www.nuclearinfo.net/Nuclearpower/WebHomeEnergyLifecycleOfNuclear_Power/Energy_per_lifecycle_phase_Ian_Martin_051124-1.xls
- [67] Hore-Lacy I., The Future of Nuclear Energy, Paper presented at the Royal College of Physicians Conference, Adelaide 4th May 2000
- [68] Nuclear Energy & Climate Change in the European Union, COP 12 & COP/MOP 2, 6-17 November 2006, Nairobi, Kenya
- [69] Rezolucja Parlamentu Europejskiego (2007 / 2091 (INI) z 24 października 2007 roku o źródłach energii konwencjonalnej oraz technologiach energetycznych.