

Mariusz KUDEŁKO\*

## Szacunek kosztów zewnętrznych powodowanych przez planowane elektrownie wykorzystujące złoża węgla brunatnego Legnica i Gubin oraz krajowy sektor energetyczny

**STRESZCZENIE.** W artykule przedstawiono wyniki modelu EcoSenseWeb V 1.3 szacowania kosztów zewnętrznych powodowanych przez projektowane elektrownie wykorzystujące złoża węgla brunatnego Legnica i Gubin. Obliczenia przeprowadzono dla trzech rozważanych typów elektrowni, istotnie różniących się wskaźnikami emisyjnymi. Wysokości kosztów zewnętrznych – w mln Euro/rok oraz cEuro/kWh – zostały wyliczone dla dwóch przypadków: na całym obszarze rozprzestrzeniania się zanieczyszczeń oraz tylko dla Polski. Podkreślono, że w strukturze kosztów dominują koszty zdrowotne oraz koszty związane z globalnym ociepleniem. Dużo mniejszy zakres kosztów można zauważyć w przypadku zniszczeń materiałowych, ubytków plonów i strat bioróżnorodności. W przypadku elektrowni konwencjonalnej typu PC, bez instalacji CCS, poziom kosztów zewnętrznych wyniósłby około 5 mld zł rocznie. Zastosowanie tej samej technologii, jednak przy zachowaniu wyższych standardów emisyjnych oznacza koszty rzędu 3,8 mld zł rocznie. Natomiast zastosowanie technologii typu *oxy-fuel* pozwala zminimalizować niekorzystny wpływ zanieczyszczeń gazowych do poziomu około 0,8 mld zł/rok. Całkowite koszty zewnętrzne powodowane przez krajowy sektor energetyczny wynoszą około 30 mld zł/rok, czyli około 2,1% krajowego PKB z roku 2010. Zaznaczono, że choć wyniki niniejszego artykułu nie są wystarczające dla jednoznacznej oceny zasadności budowy kompleksów węglowo-energetycznych w rejonie Legnicy i Gubina, jednak stanowią ważny punkt odniesienia do oceny tych i innych inwestycji energetycznych.

---

\* Dr hab. inż. – prof. Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN, email: kudelko@meeri.pl

SŁOWA KLUCZOWE: koszty zewnętrzne, elektrownie opalane węglem brunatnym, sektor energetyczny

## Wprowadzenie

Podjęcie decyzji gospodarczych w skali mikro czy makro poprzedzone jest zazwyczaj rachunkiem ekonomicznym. Niestety, niejednokrotnie rachunek ten jest niekompletny i nie ujmuje wszystkich istotnych jego składowych. Obszarem, w którym można zaobserwować dość dużą rozbieżność w ocenie zasadności realizacji pojedynczych projektów inwestycyjnych czy programów gospodarczych jest sektor energetyczny. Kontrowersje dotyczą tu między innymi wyboru strategicznych kierunków rozwoju energetyki, a polem ostrych dyskusji jest konkurencja pomiędzy technologiami węglowymi a energią jądrową czy OZE (np. Michalak 2012; Chwaszczewski 2009). Tutaj oprócz kwestii zachowania bezpieczeństwa energetycznego przedmiotem sporów są koszty wytwarzania energii z poszczególnych technologii (zob. m.in. Zaporowski 2012; Chmielniak 2011). Bardzo często podawane są dość rozbieżne wskaźniki kosztowe, co wynika zazwyczaj z odmiennych założeń metodyki ich liczenia. W nielicznych krajowych publikacjach (m. in. Graczyk 2005; Radović 2002; Strupczewski 2006) widoczne są próby uwzględniania w tym rachunku dodatkowo kosztów społecznych w postaci tzw. kosztów zewnętrznych, co czyni go jeszcze bardziej niezrozumiałym.

Autor niniejszego artykułu niejednokrotnie publikował wyniki badań w zakresie społecznych kosztów produkcji energii elektrycznej – zarówno w odniesieniu do pojedynczych przedsiębiorstw, jak i całego sektora energetycznego w Polsce (np. Kudelko 2009). Niniejsza publikacja uzupełnia te badania o rachunek przeprowadzony dla projektowanych elektrowni wykorzystujących złoża węgla brunatnego Legnica i Gubin oraz cały sektor energetyczny. Celem artykułu jest oszacowanie rzędu wielkości generowanych niekorzystnych efektów zewnętrznych, co powinno być przyczynkiem do zrewidowania istniejących ocen co do rzeczywistej wysokości kosztów produkcji energii z elektrowni wykorzystujących węgiel brunatny. Niemniej jednak w artykule wyraźnie zaznaczono i opisano, że również pozostałe technologie energetyczne generują tego rodzaju efekty, choć w różnej skali. Przedstawiony rachunek obejmuje także całość sektora energetycznego w Polsce, co wskazuje na skalę tych efektów w ujęciu krajowym.

W artykule nie przesądzono o zasadności czy zaniechaniu budowy projektowanych elektrowni Legnica i Gubin, gdyż tego rodzaju wnioski byłyby nieuprawnione. Wskazano, że podstawą takiej oceny powinien być rachunek oparty na podejściu systemowym, uwzględniającym szereg istotnych uwarunkowań rozwoju sektora, w tym m.in. dostępność paliw, w tym OZE, popyt na energię, ograniczenia systemowe itp. W takim rachunku – jako niezbędny komponent kosztów społecznych – powinny się także znaleźć koszty zewnętrzne generowane przez poszczególne rodzaje technologii.

## 1. Wyniki modelu EcoSenseWeb V 1.3

W tabelach 1–3 przedstawiono zagregowane do odpowiednich kategorii wysokości kosztów zewnętrznych dla trzech rozważanych elektrowni. Wysokości kosztów zewnętrznych – w mln Euro/rok oraz cEuro/kWh – zostały wyliczone dla dwóch zakresów: na całym obszarze rozprzestrzeniania się zanieczyszczeń (patrz rys. 1) oraz tylko dla Polski. To rozróżnienie jest istotne, gdyż pokazuje na jakim obszarze rozprzestrzeniają się zanieczyszczenia gazowe oraz jakie są jego skutki w porównaniu ze skalą krajową. Należy podkreślić, że z ekonomicznego i społecznego punktu widzenia tylko całość kosztów jest odpowiednią miarą negatywnych skutków powodowanych przez te zakłady.

TABELA 1. Koszty zewnętrzne – elektrownia konwencjonalna typu PC (4600 MW, 30 TWh/rok)

TABLE 1. External costs – conventional PC power plant (4600 MW, 30 TWh/year)

Kategoria kosztów	Wszystkie kraje		Tylko Polska	
	mln Euro/rok	cEuro/kWh	mln Euro/rok	cEuro/kWh
Loc+Reg: building material	17,29	0,06	17,29	0,06
Loc+Reg: crops Acid Deposition	-0,03	0,00	0	0,00
Loc+Reg: crops N deposition	-0,59	-0,001	-0,30	-0,001
Loc+Reg: crops O3	7,90	0,03	3,00	0,01
Loc+Reg: SIA_E_PPM	539,40	1,79	141,00	0,47
Hemispheric Scale	11,22	0,04	0	0
Biodiversity Losses due to Landuse Change	10,64	0,04	10,64	0,04
Biodiversity Losses due to Acidification Eutrophication	32,76	0,11	14,06	0,05
Greenhouse Gases	570,00	1,90	0*	0*
Suma	1 188,59	3,97	185,69	0,63

Źródło: opracowanie własne na podstawie wyników modelu EcoSenseWeb V 1.3

\* Nie jest możliwe wydzielenie kosztów globalnego ocieplenia przypadające tylko na Polskę, dlatego w rachunku lokalnym zostały pominięte.

Zgodne z wynikami modelu EcoSenseWeb V 1.3 niekorzystne efekty obejmują następujące kategorie,

- ✧ Loc+Reg: building material – straty materiałowe – lokalne i regionalne,
- ✧ Loc+Reg: crops Acid Deposition – straty w zbiorach na skutek zakwaszenia – lokalne i regionalne,

TABELA 2. Koszty zewnętrzne – elektrownia konwencjonalna typu PC (4600 MW, 30 TWh/rok) – referencyjna

TABLE 2. External costs – conventional PC power plant (4600 MW, 30 TWh/year) – reference

Kategoria kosztów	Wszystkie kraje		Tylko Polska	
	mln Euro/rok	cEuro/kWh	mln Euro/rok	cEuro/kWh
Loc+Reg: building material	5,53	0,02	5,53	0,02
Loc+Reg: crops Acid Deposition	-0,006	0,00	0	0,00
Loc+Reg: crops N deposition	-0,50	-0,001	-0,26	-0,001
Loc+Reg: crops O3	7,33	0,02	3,00	0,01
Loc+Reg: SIA_E_PPM	292,86	0,98	77,61	0,26
Hemispheric Scale	4,83	0,02	0	0
Biodiversity Losses due to Landuse Change	10,64	0,04	10,64	0,04
Biodiversity Losses due to Acidification Eutrophication	22,83	0,08	9,61	0,03
Greenhouse Gases	570,00	1,90	0	0
Suma	913,51	3,06	106,13	0,36

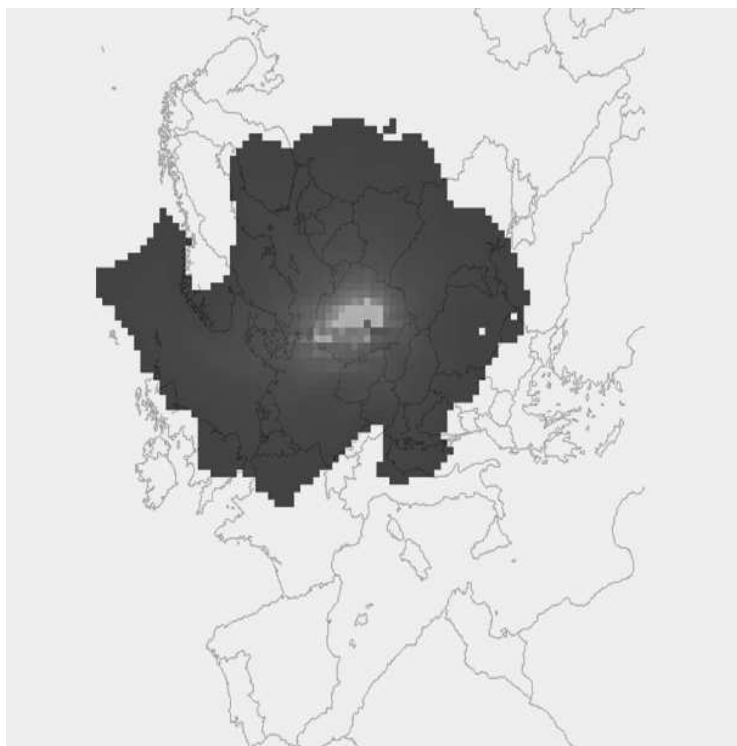
Źródło: opracowanie własne na podstawie wyników modelu EcoSenseWeb V 1.3

TABELA 3. Koszty zewnętrzne – elektrownia typu *oxy-fuel* (4600 MW, 30 TWh/rok) – referencyjna

TABLE 3. External costs – *oxy-fuel* power plant (4600 MW, 30 TWh/year) – reference

Kategoria kosztów	Wszystkie kraje		Tylko Polska	
	mln Euro/rok	cEuro/kWh	mln Euro/rok	cEuro/kWh
Loc+Reg: building material	3,13	0,01	5,53	0,02
Loc+Reg: crops Acid Deposition	-0,004	0,00	0	0,00
Loc+Reg: crops N deposition	-0,21	-0,001	-0,10	0,00
Loc+Reg: crops O3	2,97	0,01	1,27	0,004
Loc+Reg: SIA_E_PPM	139,59	0,46	37,38	0,12
Hemispheric Scale	2,62	0,01	0	0
Biodiversity Losses due to Landuse Change	10,64	0,04	10,64	0,04
Biodiversity Losses due to Acidification Eutrophication	9,80	0,03	4,15	0,01
Greenhouse Gases	15,39	0,05	0	0
Suma	183,93	0,61	58,87	0,19

Źródło: opracowanie własne na podstawie wyników modelu EcoSenseWeb V 1.3



Rys. 1. Mapa rozprzestrzeniania zanieczyszczeń

Źródło: obliczenia własne na podstawie wyników EcoSenseWeb V 1.3

Fig. 1. The map of emissions dispersion

- ❖ Loc+Reg: crops N deposition – straty (lub korzyści na skutek efektu nawożenia) w zbiorach na skutek azotowania – lokalne i regionalne,
- ❖ Loc+Reg: crops O3 – straty w zbiorach na skutek zwiększonej koncentracji ozonu – lokalne i regionalne,
- ❖ Loc+Reg: SIA\_E\_PPM – straty w zdrowiu ludzkim,
- ❖ Hemispheric Scale – straty powodowane przez pierwotne i wtórne zanieczyszczenia objawiające się na skalę globalną (wszystkie kategorie),
- ❖ Biodiversity Losses due to Landuse Change – utrata bioróżnorodności na skutek zmiany typu terenu w związku z budową elektrowni,
- ❖ Biodiversity Losses due to Acidification Eutrophication – utrata bioróżnorodności na skutek efektów zakwaszenia i eutrofizacji obszarów depozycji zanieczyszczeń,
- ❖ Greenhouse Gases – straty związane z globalnym ociepleniem.

Wyliczone wysokości kosztów zewnętrznych – tak w wymiarze absolutnym, jak i jednostkowym – są zróżnicowane i zależą od zastosowanej technologii. W strukturze kosztów dominują koszty zdrowotne (Loc+Reg: SIA\_E\_PPM) oraz koszty związane z globalnym ociepleniem. Dużo mniejszy zakres kosztów można zauważyć w przypadku zniszczeń materiałów, ubytków plonów i strat bioróżnorodności. Charakterystyczne jest, że w przy-

padku oddziaływania na uprawy rolne można zaobserwować pozytywne oddziaływanie emisji siarczanowych i azotanowych – jako skutek dodatkowego nawożenia zwiększającego plony. Około 26% kosztów zewnętrznych jest powodowanych w skali krajowej (bez efektu cieplarnianego), reszta zanieczyszczeń jest rozprzestrzeniana za granicę i tam powoduje szkody.

Najważniejszym składnikiem kosztów zewnętrznych są koszty zdrowotne, które rocznie dla elektrowni konwencjonalnej typu PC o mocy 4600 MW wynoszą 141 mln Euro (dla Polski) oraz prawie 540 mln Euro dla wszystkich krajów objętych oddziaływaniem. Aby uzmysłowić sobie skalę niekorzystnych efektów zdrowotnych powodowanych emisją zanieczyszczeń gazowych w tabeli 4 przedstawiono poszczególne kategorie kosztów odnoszące się dla struktur wiekowych ludności, ich wycenę jednostkową, łączną ilość przypadków negatywnych skutków oraz koszt przypadający na jednostkę produkcji energii.

TABELA 4. Struktura kosztów zdrowotnych dla elektrowni konwencjonalnej typu PC (4600 MW, 30 TWh/rok) (Loc+Reg: SIA\_E\_PPM)

TABLE 4. The structure of health costs for conventional PC power plant (4600 MW and 30 TWh / year) (Loc + Reg: SIA\_E\_PPM)

Struktura wiekowa	Kategorie zdrowotne	Koszty [Euro/jedn.]	Przypadki/ TWh – tylko Polska	Przypadki/ TWh – wszystkie kraje	Tylko Polska		Wszystkie kraje
					koszt zdrowotny [cEuro/kWh]	koszt zdrowotny [mln Euro]	koszt zdrowotny [mln Euro]
1	2	3	4	5	6	7	8
dorośli_20	używanie inhalatora	1	49,87	126,7	4,99E-06	0,00	0,00
dorośli_27	chroniczne zapalenie oskrzeli	200 000	0,2825	0,7174	0,005649	1,70	4,30
dorośli_15	chroniczny kaszel	38	498,8	1267	0,001896	0,57	1,44
dzieci_5_14	używanie inhalatora	1	6,139	15,59	6,14E-07	0,00	0,00
dzieci_5_14	chroniczny kaszel	38	317,2	805,6	0,001205	0,36	0,92
noworodki	przypadki śmierci niemowląt	3 000 000	0,001041	0,002645	0,000312	0,09	0,24
Łącznie	hospitalizacja związ. z ch. ukł. krążenia	2000	0,06608	0,1678	1,32E-05	0,00	0,01

1	2	3	4	5	6	7	8
Łącznie	hospitalizacja związana z ch. ukł. oddechowego	2000	0,107	0,2719	2,14E-05	0,01	0,02
dorośli_15_64	dni niezdolności do pracy	295	177,5	480,5	0,005235	1,57	4,25
dorośli_18_64	dni ograniczonej aktywności zawodowej RAD	38	471,1	1276	0,00179	0,54	1,45
dorośli_30	utrata roku życia – narażenie długookresowe	40 000	8,305	22,49	0,03322	9,97	26,99
Łącznie	razem RAD	130	122,3	331,1	0,00159	0,48	1,29
dorośli_20	używanie inhalatora	1	360,1	1449	3,60E-05	0,01	0,04
dorośli_27	chroniczne zapalenie oskrzeli	200 000	2,039	8,207	0,04079	12,23	49,24
dorośli_15	chroniczny kaszel	38	3602	14500	0,01369	4,11	16,52
dzieci_5_14	używanie inhalatora	1	44,33	178,4	4,43E-06	0,00	0,01
dzieci_5_14	chroniczny kaszel	38	2290	9216	0,008703	2,61	10,51
noworodki	przypadki śmięci niemowląt	3 000 000	0,00752	0,03026	0,002256	0,68	2,72
Łącznie	hospitalizacja związ. z ch. ukł. krążenia	2 000	0,4772	1,92	9,54E-05	0,03	0,12
Łącznie	hospitalizacja związana z ch. ukł. oddechowego	2 000	0,7729	3,11	0,000155	0,05	0,19
dorośli_15_64	dni niezdolności do pracy	295	1449	5776	0,04274	12,82	51,12

1	2	3	4	5	6	7	8
dorośli_18_64	dni ograniczonej aktywności zawodowej RAD	38	3 846	15 300	0,01461	4,38	17,48
dorośli_30	utrata roku życia – narażenie długookresowe	40 000	67,8	270,3	0,2712	80,00	324,36
Łącznie	razem RAD	130	998,4	3981	0,01298	3,89	15,53
dorośli_18_64	dni ograniczonej aktywności zawodowej RAD	38	1360	2911	0,00517	1,55	3,32
dorośli_20	używanie inhalatora	1	484,6	1037	4,85E-05	0,01	0,03
dorośli_65	hospitalizacja związana z ch. ukł. oddechowego	2000	0,3651	0,781	7,30E-05	0,02	0,05
dzieci_5_14	kaszel	38	1925	4119	0,007316	2,19	4,70
dzieci_5_14	chroniczny kaszel	38	331,2	708,7	0,001259	0,38	0,81
	utrata roku życia – narażenie krótkookresowe	60 000	0,4117	0,8809	0,00247	0,74	1,59
Razem					0,47	141,00	539,40

Źródło: opracowanie własne na podstawie wyników modelu EcoSenseWeb V 1.3

Uwaga: niektóre kategorie oddziaływań pojawiają się kilkakrotnie, ponieważ dotyczą różnych typów oddziaływań: pyłu o średnicy do 10 µm, pyłu <2,5 µm oraz ozonu występujących jako zanieczyszczenia pierwotne oraz wtórne

## 2. Dyskusja wyników

W tabeli 5 zamieszczono zbiorcze zestawienie wyliczonych za pomocą modelu EcoSenseWeb V 1.3 wysokości kosztów oraz danych kosztowych technologii referencyjnych z projektu NEEDS.



TABELA 5. Koszty zewnętrzne technologii energetycznych – zestawienie

TABLE 5. External costs of energy technologies – a summary

Koszty zewnętrzne	Technologia energetyczna				
	konwencjonalna typu PC 4600 MW, 30 TWh/rok)	konwencjonalna typu PC 4600 MW, 30 TWh/rok) – referencyjna	typu <i>oxy-fuel</i> 4600 MW, 30 TWh/rok) – referencyjna	konwencjonalna typu PC 4600 MW, 30 TWh/rok) – referencyjna – dane NEEDS	typu <i>oxy-fuel</i> 4600 MW, 30 TWh/rok) – referencyjna – dane NEEDS
Jednostkowe [cEuro/kWh]	3,97	3,06	0,61	1,37	0,59
Całkowite [mln Euro]	1188	913	184	411	177

Uwaga: w przypadku technologii referencyjnych z projektu NEEDS przyjęto niską wysokość kosztów związanych ze zmianami klimatycznymi; dane dla roku 2025

Źródło: opracowanie własne na podstawie wyników modelu EcoSenseWeb V 1.3 oraz NEEDS, New Energy Externalities 2009

Rodzaj zastosowanej technologii energetycznej warunkuje zakres niekorzystnych efektów związanych z emisją zanieczyszczeń. Gdyby produkcja energii elektrycznej ze złóż w Legnicy i Gubinie odbywała się w elektrowni konwencjonalnej typu PC, bez instalacji CCS lecz ze skutecznymi technologiami redukującymi emisję SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> i pyłów (ale tylko w granicach norm obowiązujących po 2015 roku – 200 mg/Nm<sup>3</sup> dla SO<sub>2</sub> i NO<sub>x</sub> oraz 50 mg/Nm<sup>3</sup> dla pyłów), wówczas całkowity poziom kosztów zewnętrznych wyniósłby 1188 mln Euro rocznie, czyli 4989 mln zł (po kursie 4,2 zł/Euro). Zastosowanie tej samej technologii, jednak przy zachowaniu wyższych standardów emisyjnych (dane za projektem NEEDS dla typowej technologii referencyjnej), oznacza koszty rzędu 913 mln Euro rocznie, czyli około 3834 mln zł rocznie. Są one wyższe niż dla takiej samej technologii referencyjnej z projektu NEEDS. Należy to łączyć z tym, że koszty w niniejszej analizie były wyliczane dla konkretnej lokalizacji i danych technologicznych, co przy dużych rozmiarach elektrowni oznacza większy zasięg ich rozprzestrzeniania i wyższą koncentrację zanieczyszczeń. Wyliczony za pomocą modelu EcoSenseWeb V 1.3 poziom kosztów zewnętrznych wydaje się zatem być bardziej realny niż w przypadku technologii o średnich parametrach (referencyjnej). Natomiast zastosowanie technologii typu *oxy-fuel* pozwala zminimalizować niekorzystny wpływ zanieczyszczeń gazowych do poziomu 184 mln Euro rocznie, czyli 773 mln zł/rok.

Prawidłowy wybór technologii produkcji energii elektrycznej, oczywiście w przypadku powzięcia decyzji o eksploatacji złóż węgla brunatnego, powinien zatem bazować na wyliczonych tu jednostkowych kosztach zewnętrznych i jednostkowych kosztach produkcji, które wynoszą około 160–180 zł/MWh dla technologii konwencjonalnej i 293–314 zł/MWh (są to wielkości podane w projekcie *Foresight* Poltegoru). Rachunek wskazuje na nieopłacalność budowy elektrowni typu *oxy-fuel*, co zresztą nie jest zaskoczeniem, mając na uwadze szacunki jednostkowych kosztów sekwestracji CO<sub>2</sub>, które wynoszą 42–58 Euro/Mg

unikniętego CO<sub>2</sub> (Analiza metod sekwestracji... 2011). Sekwestracja CO<sub>2</sub>, przy cenie uprawnia zbywalnego na poziomie nawet do 40 Euro/Mg, jest zatem ekonomicznie nieefektywna.

Wyliczony poziom rocznych i jednostkowych kosztów zewnętrznych generowanych przez technologie wykorzystujące jako paliwo węgiel brunatny wymaga istotnej weryfikacji. Zakładając, że jeśli energia elektryczna nie byłaby produkowana z projektowanych złóż węgla brunatnego, to należy szukać innych rozwiązań (technologii alternatywnych) pozwalających zaspokoić popyt na elektryczność. Pozostałe potencjalne technologie to nie tylko te wykorzystujące OZE, ale także węgiel kamienny lub poprawa efektywności energetycznej. Zatem wyliczony poziom całkowitych kosztów zewnętrznych powinien być porównany z kosztami zewnętrznymi generowanymi przez możliwe alternatywy. Odejście od produkcji energii pochodzącej z węgla brunatnego na rzecz OZE, np. w postaci energii wiatrowej, oznacza tym samym odpowiednie zmniejszenie wyliczonych kosztów.

W tabeli 6 przedstawiono wysokości kosztów zewnętrznych typowych technologii energetycznych, które liczone były w całym łańcuchu budowy, eksploatacji i zamknięcia technologii (analiza LCA). Jeśli by produkowana energia z węgla brunatnego miała być zastąpiona np. technologią wiatrową (co zresztą nie wydaje się możliwe ze względu na ograniczony potencjał tego źródła), wówczas koszty zewnętrzne zmniejszyłyby się do 0,08 cEuro/kWh \* 30 TWh/rok = 24 mln Euro rocznie. Inne alternatywy są droższe w sensie ponoszonych kosztów zewnętrznych.

### 3. Koszty zewnętrzne powodowane przez krajowy sektor energetyczny

Szacunek kosztów zewnętrznych powodowanych przez cały krajowy sektor energetyczny możliwy jest poprzez:

- ❖ wykorzystanie wcześniejszych szacunków jednostkowych kosztów technologii energetycznych bazujących na węglu kamiennym i brunatnym w zł/MWh, przeprowadzonych dla parametrów techniczno-środowiskowych polskiej energetyki z roku 2005,
- ❖ określenie wielkości emisji zanieczyszczeń sektora energetycznego z roku 2010 i wykorzystanie wyliczonych wskaźników jednostkowych kosztów zewnętrznych przypadających na emisję 1 Mg poszczególnego rodzaju zanieczyszczenia.

W pierwszym przypadku można wykorzystać badania własne autora niniejszej ekspertyzy prowadzone w ramach prac w projekcie NEEDS i opublikowane (Kudełko 2009; Kudełko i in. 2007). To podejście prowadzi jednak do zawyżonych wysokości kosztów zewnętrznych, gdyż po 2005 roku polskie elektrownie przeprowadziły na szeroką skalę inwestycje środowiskowe, znacznie zmniejszające poziom rocznych emisji SO<sub>2</sub> i NO<sub>x</sub>. Wyliczone tam wskaźniki kosztów zewnętrznych przypadających na jednostkę produkowanej energii są nieadekwatne do obecnych warunków.

TABELA 6. Koszty zewnętrzne referencyjnych technologii energetycznych

TABLE 6. External costs of the reference energy technologies

	Elektrownia węgla brunatnego, Turbina parowa, 900 MW	Elektrownia węgla brunatnego, 800 MW z oczyszczeniem zanieczyszczonych CCS	Elektrownia węgla brunatnego, 800 MW z oxy-fuel CCS	Elektrownia węgla kamiennego z turbina parowa, 600 MW	Elektrownia węgla kamiennego, 500 MW z oczyszczeniem zanieczyszczonych CCS	Elektrownia węgla kamiennego, 500 MW z oxy-fuel CCS	Elektrociepłownia na gaz ziemny z blokiem gazowo-parowym	Elektrociepłownia na gaz ziemny z blokiem zanieczyszczonych CCS	Ogniwa paliwowe	Komórki paliwowe – drzewo, gaz	Elektrownie wiatrowe	Fotowoltaiczne	Elektrownie wiatrowe	Elektrownie na biomasę z turbiną parową	Elektrownie jądrowe	Wodór
Wpływ na zdrowie	0,72	0,95	0,47	1,00	1,15	0,83	0,24	0,27	0,31	0,56	0,06	0,47	0,12	1,53	0,060	3,82
Bioróżnorodność	0,07	0,16	0,03	0,08	0,17	0,07	0,02	0,02	0,02	0,06	0,00	0,02	0,01	0,19	0,004	0,22
Utrata wydajności upraw	0,02	0,03	0,01	0,03	0,03	0,02	0,01	0,01	0,01	0,02	0,00	0,00	0,00	0,06	0,001	0,04
Straty materiałne	0,01	0,01	0,01	0,02	0,02	0,02	0,01	0,01	0,01	0,01	0,00	0,01	0,00	0,03	0,001	0,10
Wykorzystanie gruntów	0,01	0,02	0,02	0,05	0,06	0,06	0,01	0,02	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	0,66	0,010	0,06
Zmiany klimatyczne	2,16	0,40	0,09	2,26	0,41	0,14	1,17	0,30	1,20	0,15	0,02	0,13	0,04	0,04	0,010	2,01
Łącznie	2,99	1,57	0,61	3,44	1,84	1,14	1,46	0,63	1,55	0,80	0,08	0,63	0,17	2,51	0,09	6,25

Źródło: NEEDS, New Energy Externalities 2009

Uwaga: Podane wysokości kosztów zewnętrznych były liczone dla typowej konfiguracji technologii w tzw. całym cyklu życia (LCA), dla wcześniej omówionych obszarów ich występowania. Niemniej jednak w przypadku technologii jądrowej koszty te są zaniżone, ponieważ pewne negatywne skutki, takie jak wydobycie uranu, składowanie odpadów radioaktywnych przez tysiące lat, transport odpadów oraz zwiększona zachorowalność w związku z ewentualnym promieniowaniem, nie były brane pod uwagę.

Drugi sposób w lepszym stopniu odzwierciedla wysiłki modernizacyjne elektrowni w zakresie zmniejszenia ich negatywnego oddziaływania na środowisko. Wykorzystując te same badania autora można określić wysokość kosztów zewnętrznych powodowanych oddziaływaniem poszczególnych typów zanieczyszczeń. To podejście uwalnia od przeszacowania wyników, gdyż oparte jest na praktycznie niezmiennych w czasie jednostkowych wskaźnikach kosztowych. W celu porównawczym wykorzystano szacunki kosztów zewnętrznych dokonanych w projekcie NEEDS dla reprezentatywnego zbioru technologii energetycznych w Europie, o różnorodnych lokalizacjach, parametrach emisyjnych, wysokości kominia itp.

Obliczone średnie wysokości kosztów zewnętrznych w 2005 roku dla dziewięciu elektrowni (Kudelko 2009) mieściły się w szerokim przedziale od 3,37 cEuro/kWh (elektrownia Dolna Odra) do 13,31 cEuro/kWh (elektrownia Pątnów). Podane wielkości są dość zróżnicowane i zależą w dużym stopniu od typu wykorzystywanego paliwa, parametrów emisyjnych, wysokości kominia i lokalizacji elektrowni. Wzajemna kombinacja tych czynników powoduje, że najbardziej odczuwalne są skutki powodowane przez obiekty zlokalizowane w pobliżu dużych aglomeracji miejskich (np. elektrownie Łagisza i Ostrołęka) oraz obiekty pozbawione instalacji redukcji emisji zanieczyszczeń (Pątnów). Średnia wysokość kosztów zewnętrznych powodowanych przez krajowe elektrownie opalane węglem brunatnym wynosiła w 2005 roku 7,40 cEuro/kWh. W przypadku elektrowni opalanych węglem kamiennym wyliczony wskaźnik był mniejszy i wynosił 6,07 cEuro/kWh.

W tabeli 7 przedstawiono wyliczone na podstawie tych samych danych jednostkowe koszty zewnętrzne powodowane przez emisję SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> i pyłów (frakcja „uśredniona”) dla rozpatrywanych elektrowni.

TABELA 7. Jednostkowe koszty zewnętrzne krajowych elektrowni dla 2005 roku [tys. Euro/Mg]

TABLE 7. The unit external cost of the domestic power plants in 2005 [thousand. Euro/Mg]

Elektrownia	PM (średnio dla PM10 i PM2.5)	NO <sub>x</sub>	SO <sub>2</sub>
Siekierki	13,8	6,8	6,5
Ostrołęka	10,0	5,7	6,8
Bełchatów	10,8	5,6	7,1
Łagisza	12,9	4,7	8,1
Dolna Odra	10,6	5,6	7,1
Pątnów	11,0	5,6	7,1
Adamów	10,9	5,6	7,1
Połaniec	14,2	4,7	8,1
Kozienice	9,8	5,7	6,8
Średnia	11,3	5,7	7,1

Źródło: Kudelko 2009

Najbardziej szkodliwa pod względem wysokości kosztów jest emisja pyłów (precyzyjnie mówiąc frakcji PM<sub>10</sub> i PM<sub>2,5</sub>; ta ostatnia jest około 17 razy bardziej szkodliwa), szczególnie odczuwalna w skali lokalnej, w przypadku której średnia wysokość jednostkowych kosztów zewnętrznych wynosi 11300 Euro/Mg. Nieco mniejszą szkodliwość powoduje emisja związków siarki – 7100 Euro/Mg, natomiast stosunkowo najmniejsze negatywne skutki powoduje emisja związków NO<sub>x</sub> – 5700 Euro/Mg.

Dla celów porównawczych w tabeli 8 przedstawiono wysokości jednostkowych kosztów zewnętrznych dla typowych zanieczyszczeń pochodzących z procesów energetycznych (projekt NEEDS). Wyniki podano dla obecnie istniejących warunków emisyjnych oraz tych, które obowiązywać będą w 2020 roku. Zgodnie z nimi emisja SO<sub>2</sub> powoduje łączne straty w wysokości 7079 Euro/Mg, NO<sub>x</sub> – 8223 Euro/Mg, a pyłów – 24 261 Euro/Mg (frakcja < 2,5µm) i 1383 Euro/Mg (frakcja > 2,5µm). Przy proporcjach: frakcja < 2,5µm = 40% zawartości oraz frakcja > 2,5µm = 60% zawartości daje to średnio 10 534 Euro/Mg pyłów. Za wyjątkiem NO<sub>x</sub> są to więc wartości porównywalne z wyliczonymi dla warunków polskich.

W związku z powyższym w celu wyliczenia kosztów zewnętrznych całego krajowego sektora energetycznego proponuje się przyjąć jednostkowe koszty zewnętrzne obliczone dla konkretnych krajowych obiektów energetycznego spalania paliw (tab. 8).

TABELA 8. Jednostkowy koszt zewnętrzny dla poszczególnych typów zanieczyszczeń powietrza [Euro/jedn.]

TABLE 8. The unit external cost for each type of air pollution [Euro/unit]

Rodzaj zanieczyszczenia		Emisja w 2010				Emisja w 2020			
		zdrowie	bioróżnorodność	uprawy	zniszczenie materialne	zdrowie	bioróżnorodność	wydajność upraw	zniszczenie materialne
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
NH <sub>3</sub>	€/t	9 485	3 409	-183		5 840	3 440	-183	
Lotne związki org. poza metanem	€/t	941	-70	189		595	-50	103	
NO [%]	€/t	5 722	942	328	71	6 751	906	435	131
PPM co (2,5–10 µm)	€/t	1 327				1 383			
PPM 2,5 (<2,5 µm)	€/t	24 570				24 261			
SO <sub>2</sub>	€/t	6 348	184	-39	259	6 673	201	-54	259
Cd	€/t	83 726				83 726			
As	€/t	529 612				529 612			

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Ni	€/t	2 301				2 301			
Pb	€/t	278 284				278 284			
Hg	€/t	8 000 000				8 000 000			
Cr	€/t	13 251				13 251			
Cr-VI	€/t	66 256				66 256			
Formaldehyd	€/t	200				200			
Dioksyny	€/t	3,70E-09				3,70E-09			
Aerozole, subst. radioaktywne	€/kBq	2,57E-04				2,57E-04			
Węgiel-14	€/kBq	1,40E-03				1,40E-03			
Tryt	€/kBq	5,10E-07				5,10E-07			
Jod-131	€/kBq	2,61E-03				2,61E-03			
Jod-133	€/kBq	3,76E-07				3,76E-07			
Krypton-85	€/kBq	2,75E-08				2,75E-08			
Gazy szlachetne, radioaktywne	€/kBq	5,53E-08				5,53E-08			
Tor-230	€/kBq	3,86E-03				3,86E-03			
Uran-234	€/kBq	1,03E-03				1,03E-03			
Uran-235	€/kBq	8,40E-04				8,40E-04			
Uran-238	€/kBq	9,01E-04				9,01E-04			
Emisja do wody									
Węgiel-14	€/kBq	9,38E-06				9,38E-06			
Tryt	€/kBq	1,09E-07				1,09E-07			
Jod-131	€/kBq	8,17E-03				8,17E-03			
Krypton-85	€/kBq	2,75E-08				2,75E-08			
Uran-234	€/kBq	2,55E-05				2,55E-05			
Uran-235	€/kBq	9,20E-05				9,20E-05			
Uran-238	€/kBq	2,53E-04				2,53E-04			

Źródło: NEEDS, New Energy Externalities 2009

W tabeli 9 przedstawiono wyliczone wartości, które bazują na danych emisyjnych charakteryzujących krajowy sektor energetyczny, czyli elektrownie i elektrociepłownie

zawodowe (dane za 2010 rok, Statystyka elektroenergetyki 2011) spalające węgiel brunatny i kamienny oraz elektrociepłownie, w tym gazowe. Zaprezentowane wyniki kalkulacji kosztów zewnętrznych nie obejmują kosztów generowanych przez elektrownie przemysłowe i pozostałe zakłady wytwarzające elektryczność i ciepło na rynek lokalny.

TABELA 9. Koszty zewnętrzne powodowane przez sektor energetyczny\* w Polsce w roku 2011 [mln Euro]

TABLE 9. External costs caused by the energy sector\* in Poland in 2011 [million Euro]

Wyszczególnienie	Pył	NO <sub>x</sub>	SO <sub>2</sub>	CO <sub>2</sub>	Razem
Jedn. koszt zewnętrzny [tys. Euro/Mg]	11,3	5,7	7,1	0,019**	
Emisja [tys. Mg]	21,6	238,8	378,3	148 573	
Całkowity koszt zewnętrzny [mln Euro]	244	1 361	2 686	2 823	7 114
z tego koszty zdrowotne [mln Euro]***	241	1 002	2 406	brak danych	3 648

\* Elektrownie i elektrociepłownie zawodowe

\*\* Dane za projektem NEEDS

\*\*\* Koszty zdrowotne obliczono na podstawie ich wysokości w całkowitych kosztach generowanych przez poszczególne rodzaje zanieczyszczeń (98% dla pyłów, 73% dla NO<sub>x</sub> i 89% dla SO<sub>2</sub> – bez kosztów globalnego ocieplenia),

Źródło: obliczenia własne na podstawie Kudełko 2009 i Statystyka elektroenergetyki 2011

Całkowite koszty zewnętrzne powodowane przez krajowy sektor energetyczny wynoszą 7,1 mld Euro/rok, w tym koszty zdrowotne to około 3,6 mld Euro/rok (bez ewentualnych kosztów związanych z globalnym ociepleniem). Dla porównania szacunki autora z roku 2005 podawały wartość 11,8 mld Euro/rok, co oznacza znaczny ich spadek, głównie w wyniku znaczącej redukcji emisji SO<sub>2</sub> i NO<sub>x</sub>. Przy obecnym kursie 4,2 zł/Euro oznacza to 29,8 mld zł/rok, czyli około 2,1% krajowego PKB z roku 2010, który wynosił 1415 mld zł. Nawet jeśli pominiemy – kwestionowany przez niektórych niekorzystny (ale brany pod uwagę w modelach ekonomicznych) wpływ CO<sub>2</sub> – straty wynosić będą 4,3 mld euro.

Podobnie jak w przypadku pojedynczych elektrowni rachunek ten może być zweryfikowany o wysokość kosztów zewnętrznych, które byłyby generowane dla najlepszej możliwej alternatywy. Taką alternatywą może być np. większe wykorzystanie potencjału OZE w Polsce do generacji elektryczności i ciepła. Jeśli za taki uznamy wymagany w przepisach UE 20% udział OZE w strukturze produkcji energii, to przy obecnym około 10% udziale OZE wielkości emisji zanieczyszczeń gazowych się zmniejszą, choć nie aż tak znacząco. Dla takiej struktury produkcji energii poziom kosztów zewnętrznych wyniósłby około 6,3 mld Euro/rok. Różnica między 7,1 i 6,3, czyli 0,8 mld Euro/rok wskazuje skalę poprawy stanu środowiska w sensie unikniętych kosztów zewnętrznych dla tak zdefiniowanej alternatywy.

## Wnioski i rekomendacje

Pełny rachunek kosztów zewnętrznych związanych z funkcjonowaniem projektowanych kompleksów węglowo-energetycznych w rejonie Legnicy i Gubina nie jest, na obecnym etapie, możliwy. Brak przede wszystkim rzetelnej metodyki szacowania kosztów związanych z budową i eksploatacją kopalń węgla brunatnego. Niekompletny jest także szacunek kosztów związanych z wykorzystaniem węgla brunatnego w procesie energetycznego spalania. W tym przypadku koszty szacowane są tylko dla emitowanych zanieczyszczeń gazowych, brak takich negatywnych kategorii oddziaływania, jak składowanie odpadów czy zanieczyszczenia wód podziemnych. Niemniej jednak przedstawione w pracy wyliczenia odzwierciedlają niekorzystne skutki odnoszące się do najpoważniejszego zagrożenia, jakim są emisje zanieczyszczeń gazowych SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, pyłów i CO<sub>2</sub>. Metodyka ExternE, bazująca na modelu EcoSenseWeb V 1.3, choć niepełna, jest jednak najbardziej kompleksową próbą szacunku negatywnych skutków związanych z funkcjonowaniem obiektów energetycznych, jaka do tej pory powstała.

Otrzymane wyniki wskazują, że zakres niekorzystnych skutków zależy od typu technologii energetycznej spalającej węgiel brunatny. Dla dwóch rozważanych technologii – konwencjonalna PC (4 · 1150 MW, 30 TWh/rok), w dwóch wariantach, uwzględniających emisję tylko na etapie produkcji oraz emisję w całym cyklu życia elektrowni, oraz typu *oxy-fuel* (również 4 · 1150 MW, 30 TWh/rok) – dla parametrów technologicznych podobnych jak w elektrowni Bełchatów – uzyskano odmienne wysokości kosztów zewnętrznych. Funkcjonowanie technologii tradycyjnej PC o mocy 4600 MW bez instalacji CCS, spełniającej standardy emisyjne obowiązujące po 2015 roku, lecz tylko w granicach norm, generuje koszty zewnętrzne na poziomie około 5 mld zł/rok. Funkcjonowanie tej samej technologii, jednak przy zachowaniu ostrzejszych standardów emisyjnych (dane za projektem NEEDS dla typowej technologii referencyjnej) oznacza koszty rzędu 3,8 mld zł/rok. Technologia *oxy-fuel* pozwala zminimalizować niekorzystny wpływ zanieczyszczeń gazowych do poziomu 0,8 mld zł/rok. Wielkości te należy podwoić, jeśli rozważamy budowę dwóch elektrowni zlokalizowanych w okolicach Legnicy oraz Gubina. Są to koszty, które nie są uwzględnione w rachunku ekonomicznym przedsiębiorstw energetycznych, lecz są ponoszone przez społeczeństwo. W strukturze kosztów zewnętrznych dominują koszty zdrowotne oraz koszty związane z globalnym ociepleniem. Dużo mniejszy zakres kosztów dotyczy zniszczeń materiałowych, ubytków plonów i strat bioróżnorodności.

Biorąc pod uwagę szkodliwość poszczególnych rodzajów zanieczyszczeń gazowych, które oszacowano na poziomie 11 300 Euro/Mg dla pyłów (średnio dla obu frakcji), 7 100 Euro/Mg dla SO<sub>2</sub> i 5700 Euro/Mg dla NO<sub>x</sub>, wyliczono koszty zewnętrzne spowodowane przez cały krajowy sektor energetyczny, które wynoszą około 30 mld zł/rok, co stanowi około 2,1% krajowego PKB z 2010 roku.

Ze względu na ich skalę koszty zewnętrzne poszczególnych technologii energetycznych powinny być brane pod uwagę przy decydowaniu o kierunkach rozwoju całego sektora energetycznego. Choć wyniki niniejszego artykułu nie są wystarczające dla jednoznacznej oceny zasadności budowy kompleksów węglowo-energetycznych w rejonie Legnicy i Gu-



bina, stanowią jednak punkt odniesienia dla kompleksowej oceny tych i innych inwestycji oraz planowanych mixów energetycznych, w tym roli węgla brunatnego, w perspektywie roku 2030 lub 2050.

Podstawą takiej oceny może być zastosowanie metodyki opartej na podejściu systemowym, zmierzającym do szczegółowej analizy perspektyw rozwoju krajowego sektora energetycznego, uwzględniającego szereg ograniczeń, takich jak dostępność paliw energetycznych, możliwości i potencjał wykorzystania OZE i zwiększenia efektywności energetycznej, wiarygodna prognoza popytowa na energię elektryczną, przepisy środowiskowe EU, znajomość szczegółowych parametrów techniczno-ekonomiczno-środowiskowych technologii energetycznych itp. Analiza tego rodzaju, uwzględniająca wspomniane warunki, pozwoliłaby inaczej i w sposób bardziej obiektywny spojrzeć na preferowane kierunki rozwoju krajowej energetyki. Analiza kosztów zewnętrznych dla możliwych scenariuszy rozwoju polskiego sektora energetycznego mogłaby stać się przyczynkiem do rewizji obowiązującej obecnie polityki energetycznej Polski do roku 2030.

## Literatura

- CHMIELNIAK T., 2011 – Szanse i bariery w rozwoju technologii energetycznych paliw kopalnych. *Polityka Energetyczna* t. 14, z. 2, Wyd. IGSMiE PAN, Kraków.
- CHWASZCZEWSKI S., 2009 – Technologie energetyki jądrowej w XXI wieku. *Polityka Energetyczna* t. 12, z. 2/2, Wyd. IGSMiE PAN, Kraków.
- EcoSenseWeb V 1.3, User's Manual, IER 2008.
- ExternE – Externalities of Energy. Methodology 2005 Update, European Commission, 2005.
- GRACZYK A., 2005 – Ekologiczne koszty zewnętrzne. Identyfikacja, szacowanie, internalizacja. Wydawnictwo Ekonomia i Środowisko, Białystok.
- KUDEŁKO M., 2009 – External costs of Power Plants – Results of the NEEDS Project. *Rynek Energii*, nr 4(84), Lublin.
- KUDEŁKO M., SUWAŁA W., KAMIŃSKI J., 2007 – Koszty zewnętrzne w energetyce – zastosowanie w badaniach modelowych. *Studia, Rozprawy, Monografie* 139, Wyd. IGSMiE PAN, Kraków, str. 72.
- NEEDS, New Energy Externalities Developments for Sustainability, External costs from emerging electricity generation technologies, Deliverable n° 6.1 – RS1a, 2009.
- MICHALAK J., 2012 – Analiza porównawcza opłacalności inwestycji węglowych i jądrowych. *Polityka Energetyczna* t. 15, z. 4, Wydawnictwo IGSMiE PAN, Kraków.
- Niepublikowany raport pt. „Analiza metod sekwestracji dwutlenku węgla oraz alternatywnych sposobów uzyskania jednostek unikniętych emisji w warunkach KGHM”, IGSMiE PAN, Kraków 2011.
- RADOVIĆ U., 2002 – Assessment of external costs of power generation in Poland. Part of the IAEA's Co-ordinated Research Project in „Estimating the external costs associated with electricity generating options in developing countries using simplified methodologies”, ARE S.A., Warsaw.
- Statystyka elektroenergetyki polskiej 2010, ARE SA, Warszawa 2011.
- STRUPCZEWSKI A., RADOVIĆ U., 2006 – Koszty zewnętrzne wytwarzania energii elektrycznej w Polsce. *Biuletyn Miesięczny PSE Energetyka atomowa*, Warszawa.

The Costs of CO<sub>2</sub> Capture Report, Post-demonstration CCS in the EU. The European Technology Platform on Zero Emission Fossil Fuel Power Plant, 2011.

ZAPOROWSKI B., 2012 – Koszty wytwarzania energii elektrycznej dla perspektywicznych technologii wytwórczych polskiej elektroenergetyki. Polityka Energetyczna t. 15, z. 4, Wyd. IGSMiE PAN, Kraków.

Mariusz KUDELKO

## Valuation of external costs caused by the planned power plants using lignite in Legnica and Gubin and domestic power sector

### Abstract

This paper presents the results of the EcoSenseWeb V 1.3 model for estimating external costs caused by the planned lignite power plants in Legnica and Gubin. Calculations were completed for three types of power plants which are characterized by significantly different emissions indicators. External costs – in million Euro/year and cEuro/kWh – are presented for two cases: for the whole area affected by the emissions and for Poland only. It was stressed that the cost of health impacts and global warming effects are most important. A much smaller range can be seen in the case of material damage, loss of crops and loss of biodiversity. In the case of a conventional PC power plant without CCS the level of external costs would be around 5 billion zł per year. Using of the same technology, but maintaining higher environmental standards, causes 3.8 billion zł per year. However, use of oxy-fuel technology can minimize the adverse impact of gaseous pollutants to a level of about 0.8 billion zł per year. Total external costs caused by the Polish energy sector amounts to approximately 30 billion zł per year, which means about 2.1% of the national GDP in 2010. It was noted that although the results presented in the article are not sufficient for the ultimate assessment of building the energy complexes in the region of Legnica and Gubin, however they could be a reference for assessment of these and other energy investments.

KEY WORDS: external costs, lignite power plants, energy sector