

Sygn. akt VI A Ca 1331/12

WYROK

W IMIENIU RZECZYPOSPOLITEJ POLSKIEJ

Dnia 10 kwietnia 2013 r.

Sąd Apelacyjny w Warszawie VI Wydział Cywilny w składzie:

Przewodniczący - Sędzia SA– Aldona Wapińska (spr.)

Sędzia SA– Małgorzata Kuracka

Sędzia SO (del.) – Agnieszka Owczarewicz

Protokolant: sekretarz sąd. Katarzyna Kędziarska

po rozpoznaniu w dniu 10 kwietnia 2013 r. w Warszawie

na rozprawie

sprawy z powództwa (...) Spółki Akcyjnej w Ś.

przeciwko Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki

o ustalenie korekty kosztów osieroconych

na skutek apelacji obu stron

od wyroku Sądu Okręgowego w Warszawie – Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów

z dnia 27 czerwca 2012 r., sygn. akt XVII AmE 150/10

1. prostuje oczywistą omyłkę pisarską w komparycji zaskarżonego wyroku w ten sposób, że błędną datę zaskarżonej decyzji „ 29 lipca 2009 roku” zastępuje datą prawidłową „29 lipca 2010 roku”;
2. zmienia zaskarżony wyrok w ten sposób, że nadaje mu następującą treść:

„I. zmienia zaskarżoną decyzję w ten sposób, że ustala dla roku 2009 wysokość korekty rocznej kosztów osieroconych dla (...) Spółki Akcyjnej w Ś. (dawna nazwa Elektrownia (...) Spółka Akcyjna w Ś.) w kwocie dodatniej (+) 16.543.619 zł (plus szesnaście milionów pięćset czterdzieści trzy tysiące sześćset dziewiętnaście złotych) podlegającej wypłaceniu (...) Spółce Akcyjnej w Ś. przez (...) Spółka Akcyjna w W.;

II. oddala odwołanie w pozostałym zakresie;

III. zasądza od (...) Spółki Akcyjnej w Ś. na rzecz Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki kwotę 360 zł (trzysta sześćdziesiąt złotych) tytułem zwrotu kosztów procesu.”

3. oddala apelację pozwanego w pozostałej części;

4. oddala apelację powoda w całości;

5. zasądza od (...) Spółki Akcyjnej w Ś. na rzecz Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki kwotę 270 zł (dwieście siedemdziesiąt złotych) tytułem zwrotu kosztów zastępstwa procesowego za drugą instancję;

6. nakazuje pobrać od (...) Spółki Akcyjnej w Ś. na rzecz Skarbu Państwa – Sądu Apelacyjnego w Warszawie kwotę 100 zł (sto złotych) tytułem opłaty od apelacji, od uiszczenia której pozwany był zwolniony.

VI ACa 1331/12 U Z A S A D N I E N I E

Decyzją z dnia 29 lipca 2010 r. Prezes Urzędu Regulacji Energetyki na podstawie art. 30 ust. 1 w związku z art. 27 ust. 4, art. 2 pkt 12, art. 6 ust. 1, art. 33 i art. 34 ust. 1 pkt 1 lit. A art. 35 oraz art. 37 ust. 1 ustawy z dnia 29 czerwca 2007 r. o zasadach pokrywania kosztów powstałych u wytwórców w związku z przedterminowym rozwiązywaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej (Dz.U. Nr 130, poz. 905 z 2008 r. Nr 58. Poz. 357 oraz z 2009 r. Nr 98, poz. 817) oraz art. 104 ustawy z dnia 14 czerwca 1960 r. Kodeks postępowania administracyjnego (Dz.U. z 2000 r. Nr 98, poz. 1071 z późn. zm.), ustalił dla roku 2009 dla Elektrowni (...) Spółka Akcyjna z siedzibą w miejscowości Ś. wysokość korekty rocznej kosztów osieroconych w kwocie dodatniej (+) 15 579 713 zł, jaką Elektrownia (...) SA z siedzibą w miejscowości Ś. otrzyma od (...) SA.

W uzasadnieniu decyzji Prezes URE wskazał, że na podstawie art. 24 ust. 3 cytowanej ustawy z dnia 29 czerwca 2007 r. (dalej zwanej „ustawą o rozwiązaniu KDT”, bądź „Ustawą o zasadach pokrywania kosztów”) Elektrownia (...) SA przekazała pismem z dnia 27 sierpnia 2008 r. oświadczenie o wyborze sposobu dokonania korekty rocznej kosztów osieroconych za rok 2009 zgodnego z art. 30 ust. 1 tej ustawy oraz wnioski o wypłatę zaliczki na ten rok w kwocie 0 zł - stosownie do art. 24 ust. 1. ustawy. Pismem z dnia 1 marca 2010 roku Prezes URE przekazał Elektrowni (...) SA „Informację dla wytwórców i innych podmiotów, które wchodzi w skład grupy kapitałowych, o szczegółowym zakresie i sposobie przekazywania informacji i danych niezbędnych do obliczenia korekty rocznej kosztów osieroconych i kosztów powstałych w jednostkach opalanych gazem ziemnym za 2009 r.” wraz z załącznikami tabelarycznymi i jednocześnie zawiadomił o wszczęciu z urzędu postępowania administracyjnego w sprawie ustalenia wysokości korekty rocznej kosztów osieroconych za 2009 r. W toku postępowania Prezes URE otrzymał informacje i dane dla celów ustalenia wysokości korekty rocznej kosztów osieroconych za 2009 r., dane dotyczące przychodów z tytułu uzyskania świadectw pochodzenia energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii i wysokosprawnej kogeneracji oraz tabele dotyczące zrealizowanych transakcji zakupu uprawnień do emisji CO₂ i rzeczywistych kosztów zakupu, dokumenty opisujące politykę sprzedaży energii elektrycznej za lata 2008- 2009, wykaz uchwał podjętych przez Zarząd i Walne Zgromadzenie Akcjonariuszy spółki w okresie od momentu konsolidacji z grupą (...) do końca 2009 r., informacje dotyczące zawartych na 2009 r. kontraktów na sprzedaż energii elektrycznej, wyjaśnienia Elektrowni (...) SA dotyczące odchylenia w zakresie kryterium określonego w art. 37 ust. 1 pkt 3 ustawy o rozwiązaniu KDT.

W myśl art. 30 ust. 1 ustawy o rozwiązaniu KDT, do 31 lipca każdego roku kalendarzowego Prezes URE w drodze decyzji administracyjnej ustala wysokość kosztów korekty rocznej kosztów osieroconych dla roku poprzedzającego dany rok kalendarzowy dla wytwórcy, który wskazał sposób dokonywania korekty określony tym przepisem. W celu wykonania tego obowiązku Prezes URE przyjął:

1. jednostki wytwórcze stosownie do art. 33 ustawy o rozwiązaniu KDT:

- Elektrownia (...) - bloki (...), (...) w okresie od 1 stycznia 2009 r. do 31 maja 2009r.
- Elektrownia (...) - bloki(...), (...) cały rok 2009.

Pozostałe jednostki wytwórcze wymienione w załączniku nr 7 do ustawy o rozwiązaniu KDT, czyli Elektrownia (...) bloki (...), (...), (...), (...) nie zostały uwzględnione bowiem wartość nakładów inwestycyjnych poniesionych od 1 stycznia 2005 r. przekroczyła ich wartość księgową netto według stanu na 31 grudnia 2004 r. przed dniem 1 stycznia 2009 r.;

2. **klucz podziału na poziomie 53,5%** ustalony w oparciu o udział mocy osiągalnej brutto jednostek uwzględnionych do ustalenia korekty do całkowitej mocy osiągalnej brutto wszystkich jednostek wytwórcy dla roku 2009. W trakcie postępowania administracyjnego przeprowadzono bowiem weryfikację wielkości modelowych przyjętych do ustalenia maksymalnych kosztów osieroconych określonych w załączniku nr 2 do ustawy o rozwiązaniu

KDT z rzeczywistymi danymi przedstawionymi przez Elektrownię (...) SA do ustalenia korekty kosztów osieroconych za 2009 r. i zamiast wszystkich jednostek wytwórczych przyjętych do kalkulacji kwoty kosztów osieroconych, zmodyfikowano wartości określone w załącznikach 3 i 5 do ustawy o rozwiązaniu KDT odpowiednio dla dwóch jednostek wytwórczych wskazanych przez Elektrownię (...);

3. kwotę 47. 739. 668 zł podstawianą do wzoru z art. 30 ust. 1 ustawy o rozwiązaniu KDT jako kwotę kosztów osieroconych dla danego wytwórcy określoną w załączniku nr 3 do ustawy, dla roku poprzedzającego dany rok kalendarzowy „i”; uwzględniając klucz podziału 53,5% dla roku 2009 r.;

4. kwotę 52. 747. 711 zł podstawianą do wzoru z art. 30 ust. 1 ustawy o rozwiązaniu KDT stanowiącą różnicę między rzeczywistą wartością wyniku finansowego netto z działalności operacyjnej, skorygowanego o amortyzację, dostępnego do obsługi zainwestowanego kapitału własnego i obcego dla roku poprzedzającego dany rok kalendarzowy „i”, w którym jest obliczana korekta roczna kosztów osieroconych (dla roku 2009 wynosząca 118. 341. 454 zł) a prognozowaną wartością tego wyniku dla roku poprzedzającego dany rok kalendarzowy „i”, w którym jest obliczana ta korekta, określona w załączniku nr 5 do ustawy (65. 593. 742 zł) z uwzględnieniem klucza 53,5%.

5. wartość wyniku finansowego netto z działalności operacyjnej, skorygowanego o amortyzację dostępnego do obsługi zainwestowanego kapitału własnego i obcego dla 2009 roku ustalony zgodnie z art. 27 ust. 4 ustawy o rozwiązaniu KDT, dla wyliczenia którego przyjęto:

a. przychody ze sprzedaży energii elektrycznej, rezerw mocy i usług systemowych na rynku konkurencyjnym w 2009 r. w wysokości 880. 857. 286 zł. Dla wyliczenia tych przychodów uwzględniono przynależność Elektrowni (...) do grupy (...) oraz średnią cenę sprzedaży w ramach własnej grupy kapitałowej w wysokości 198,68 zł/MWh przyjmując tą cenę sprzedaży energii elektrycznej przez Elektrownię (...) do spółek obrotu z grupy (...) jako relewantną do obliczenia przychodu ze sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym,

b. koszty działalności operacyjnej związane ze sprzedażą energii elektrycznej, rezerw mocy i usług systemowych w kwocie 825. 318. 180 zł uwzględniając:

- 238.318.413 zł jako koszty stałe wytworzenia z wyłączeniem amortyzacji bilansowej i uwzględnieniem amortyzacji podatkowej,

- 525. 257. 712 zł jako koszty zmienne wytworzenia,

- 9.594.734 zł jako koszty ogólnego zarządu z wyłączeniem amortyzacji bilansowej,

- 14. 216. 808 zł jako koszty sprzedaży,

- 29. 853. 225 zł jako rzeczywiste wydatki na zakup brakujących uprawnień do emisji CO₂, które zostały poniesione w związku z rozliczeniem emisji za 2009 r.,

- 8.077. 287 zł jako koszty związane z rozliczeniem emisji CO₂ z operatorem systemu przesyłowego,

6. weryfikację warunków określonych w art. 37 ust. 1 ustawy o rozwiązaniu KDT w odniesieniu do Elektrowni (...) SA za 2008 r. porównywanej do grupy przedsiębiorstw o zbliżonych parametrach technicznych wytwarzania energii:

a. w zakresie kosztów wytworzenia energii elektrycznej przyjęto wskaźnik obliczony jako iloraz kosztów wytworzenia (z działalności polegającej na wytwarzaniu energii elektrycznej i świadczeniu regulacyjnych usług systemowych) oraz produkcji energii elektrycznej brutto I stopnia. Jako produkcję energii elektrycznej brutto I stopnia przyjęto różnicę pomiędzy sumą produkcji energii elektrycznej brutto i produkcji energii mechanicznej a zużyciem energii elektrycznej na potrzeby własne związane z wytwarzaniem energii elektrycznej,

b. w zakresie średniej ceny sprzedawanej energii elektrycznej przyjęto średnią cenę obliczoną jako iloraz przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej i regulacyjnych usług systemowych do ilości energii elektrycznej sprzedanej

(z wyłączeniem wolumenu oraz wartości przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej realizowanych w ramach kontraktów długoterminowych w I kwartale 2008 r.) wyłączając z tych obliczeń Elektrownię (...) i stwierdzono odchylenie średniej ceny sprzedaży przez Elektrownię (...) o 6,8% (152,60 zł/MWh do 163,79 zł/MWh stanowiącej średnią cenę rynkową w grupie przedsiębiorstw podobnych),

7. zastosowanie art. 37 ust. 3 ustawy o rozwiązaniu KDT w wyniku przyjęcia odpowiedzialności Elektrowni (...) SA za odchylenie średniej ceny sprzedanej energii elektrycznej i pomniejszenia wartości kosztów osieroconych za 2009 r. o 896. 863 zł. Obliczenie tej kwoty jest iloczynem wskaźnika S oraz kwoty z załącznika nr 3 ustawy o rozwiązaniu KDT za 2008 r. Dla wskaźnika S przyjęto: S1 jako 1,8%, S2 jako 75% za trzy kwartały 2008 r., S3 jako 53,5%.

Po podstawieniu wszystkich zmiennych do wzoru z art. 30 ust. 1 ustawy o rozwiązaniu KDT koszty osierocone wyniosły +16.476.576 zł a po skorygowaniu zgodnie z art. 37 ust. 3 ustawy, Prezes URE pomniejszył je o **896. 863,00 zł** i należny wynik rocznej korekty kosztów osieroconych za 2009 r. zamknął się wartością dodatnią +15 579 713,00 zł ustaloną decyzją z 29 lipca 2010 r.

Od powyższej decyzji Elektrownia (...) SA (w toku postępowania przed Sądem Okręgowym powód zmienił firmę i obecnie działa pod firmą (...) S.A.) w Ś. wniosła odwołanie, zaskarżając ją w całości i zarzucając naruszenie:

1. art. 30 ust. 1 w związku z art. 27 ust. 3 i 4 ustawy o rozwiązaniu KDT poprzez błędną wykładnię i niewłaściwe zastosowanie polegające na ustaleniu korekty kosztów osieroconych : z zastosowaniem klucza podziału w wysokości 53,5% oraz z uwzględnieniem rzeczywistych kosztów zakupu brakujących uprawnień do emisji CO2 obliczonych w oparciu o najniższe ceny zakupu tych uprawnień, pochodzące z transakcji zawartych przez Spółkę w okresie 1 maja 2009 r. - 30 kwietnia 2010 r., a tym samym bez uwzględnienia średniej ceny zakupu tych uprawnień przez Spółkę z okresu 1 maja 2009 r. - 30 kwietnia 2010 r.;

2. art. 11 oraz art. 107 §1 k.p.a. poprzez brak uzasadnienia prawnego dla przyjęcia, obliczenia i zastosowania klucza podziału w wysokości 53,5% dla ustalenia korekty kosztów osieroconych,

3. art. 37 ust. 1 pkt 3 ustawy o rozwiązaniu KDT poprzez błędną jego wykładnię i nieprawidłowe obliczenie wskaźników „średniej ceny energii elektrycznej sprzedawanej przez Elektrownię (...) w roku 2008 r." oraz „średniej ceny rynkowej liczonej dla przedsiębiorstw energetycznych, wykonujących działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania energii elektrycznej na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej, o zbliżonych parametrach technicznych wytwarzania energii, w tym samym roku kalendarzowym" z uwzględnieniem m.in. przychodów z tytułu świadczenia przez wytwórców regulacyjnych usług systemowych oraz przychodów wytwórców z I kwartału 2008 r. tj. z okresu poprzedzającego rozwiązanie kontraktów długoterminowych, co skutkowało nieprawidłowym obliczeniem różnicy pomiędzy wskaźnikami,

4. art. 37 ust. 3 ustawy o rozwiązaniu KDT poprzez błędną wykładnię i niewłaściwe zastosowanie polegające na pomniejszeniu należnej kwoty korekty rocznej o kwotę 896. 863 zł pomimo, że różnica pomiędzy „średnią ceną energii elektrycznej sprzedawanej przez Elektrownię (...) w roku 2008 r." oraz „średnią ceną rynkową liczoną dla przedsiębiorstw energetycznych, wykonujących działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania energii elektrycznej na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej, o zbliżonych parametrach technicznych wytwarzania energii, w tym samym roku kalendarzowym" była spowodowana okolicznościami, za które Elektrownia (...) nie ponosi odpowiedzialności,

5. art. 75 §1 k.p.a. w związku z art. 10 ustawy z dnia 29 czerwca 1995 r. o statystyce publicznej poprzez obliczenie „średniej ceny rynkowej liczonej dla przedsiębiorstw energetycznych, wykonujących działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania energii elektrycznej na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej, o zbliżonych parametrach technicznych wytwarzania energii, w tym samym roku kalendarzowym", o której mowa w art. 37 ust. 1 pkt 3 ustawy o rozwiązaniu KDT na podstawie danych indywidualnych objętych tajemnicą statystyczną, o której mowa w art. 10 ustawy o statystyce publicznej,

6. art. 9, art. 10 oraz art. 81 k.p.a. poprzez dokonanie przez Prezesa URE rozstrzygnięcia merytorycznego w oparciu o okoliczności faktyczne ustalone na podstawie materiału dowodowego, co do którego Spółka nie mogła się wypowiedzieć,

7. art. 7, art. 77 oraz art. 107 k.p.a. poprzez zaniechanie wyczerpującego zebrania i wyjaśnienia całego materiału dowodowego,

8. art. 107 §1 k.p.a. poprzez pominięcie art. 37 ust. 3 ustawy o rozwiązaniu KDT w podstawach prawnych decyzji, a w rezultacie niepełne określenie podstaw prawnych decyzji,

9. art. 6 k.p.a. poprzez obrazę obowiązku działania na podstawie przepisów prawa.

W oparciu o powyższe zarzuty Elektrownia (...) SA wносиła o zmianę decyzji w ten sposób, aby Prezes URE ustalił dla roku 2009 dla Elektrowni (...) SA z siedzibą w Ś. wysokość korekty rocznej kosztów osieroconych w kwocie dodatniej (+) 111 083 819,00 zł, która podlega wypłaceniu Elektrowni (...) SA z siedzibą w Ś. przez (...) SA z siedzibą w W. (tj. w kwocie obliczonej bez uwzględnienia klucza podziału w wysokości 53,5% oraz nie pomniejszonej o kwotę 896.863,00 zł).

Pismem z dnia 2 grudnia 2011 roku odwołujący zmienił żądanie w ten sposób, że zamiast podanej kwoty dodatniej (+) 111.083.819 zł wnosił o ustalenie wysokości korekty rocznej kosztów osieroconych w kwocie dodatniej (+) 114.672.169 zł dla roku 2009.

Wyrokiem z dnia 27 czerwca 2012 roku Sąd Okręgowy w Warszawie Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów:

I zmienił zaskarżoną decyzję w ten sposób, że ustalił dla roku 2009 wysokość korekty rocznej kosztów osieroconych dla (...) Spółki Akcyjnej z siedzibą w miejscowości Ś. (dawna nazwa - Elektrownia (...) Spółka Akcyjna z siedzibą w miejscowości Ś.) w kwocie dodatniej (+) 111.083.819 zł podlegającej wypłaceniu (...) Spółce Akcyjnej z siedzibą w miejscowości Ś. przez (...) Spółka Akcyjna z siedzibą w W.;

II oddalił odwołanie w pozostałej części;

III zasądził od Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki na rzecz (...) Spółki Akcyjnej z siedzibą w miejscowości Ś. kwotę 477 zł tytułem kosztów postępowania.

Podstawą rozstrzygnięcia Sądu Okręgowego były następujące ustalenia faktyczne i rozważania prawne:

Elektrownia (...) SA jest wytwórcą w rozumieniu art. 2 pkt 7 ustawy o rozwiązaniu (...), uwzględnionym w kalkulacji kosztów osieroconych wytwórców i uwzględnianym w korektach kosztów osieroconych według załącznika nr 7 do tej ustawy. Zgodnie z powyższym załącznikiem uwzględniane dla Elektrowni (...) jednostki wytwórcze w kalkulacji kosztów osieroconych i korekcie kosztów osieroconych obejmują: bloki(...),(...); bloki (...), (...) , bloki (...) (...); bloki (...), (...) oraz bloki(...),(...).

Stosownie do załącznika nr 2 do ustawy o rozwiązaniu KDT maksymalna wysokość kosztów osieroconych dla Elektrowni (...) na dzień 1 stycznia 2007 r. wynosiła 623.612.000 zł, zaś na rok 2009 była przewidziana kwota 89.279.380 zł dla wyniku finansowego prognozowanego na poziomie 122.668.817 zł, a stanowiącego wartość netto z działalności operacyjnej skorygowanego o amortyzację, dostępnego do obsługi zainwestowanego kapitału własnego i obcego. Elektrownia (...) nie otrzymała zaliczki na poczet kosztów osieroconych za rok 2009, stąd kwota zaliczki stanowiła 0 zł.

Pismem z dnia 27 sierpnia 2008 r. Elektrownia (...) SA przekazała oświadczenie o wyborze sposobu dokonania korekty rocznej kosztów osieroconych za rok 2009, odpowiadającego art. 30 ust. 1 ustawy o rozwiązaniu KDT oraz wniosku o wypłatę zaliczki na ten rok w kwocie 0 zł - stosownie do art. 24 ust. 1 ustawy o rozwiązaniu KDT. Na żądanie Prezesa URE zostały przekazane przez Elektrownię informacje i niezbędne dane do dokonania obliczeń korekt, o których

mowa w art. 30 ust. 1 i 2, art. 31 ust. 1 oraz art. 46 ust. 1 ustawy o rozwiązaniu KDT. W wyniku kolejnego żądania Prezesa URE zostały przedstawione dokumenty opisujące politykę sprzedaży energii elektrycznej za lata 2008 - 2009, w tym uchwały Zarządu i Walnego Zgromadzenia Akcjonariuszy w okresie od momentu konsolidacji z grupą (...) SA do końca 2009 r. oraz informacje dotyczące zawartych na 2009 r. kontraktów na sprzedaż energii elektrycznej. Rozbieżności w zakresie kryterium określonego w art. 37 ust. 1 pkt 3 ustawy o rozwiązaniu KDT, tj. średniej ceny sprzedawanej przez Elektrownię energii elektrycznej za 2008 r. zostały wyjaśnione przez wytwórcę.

Dla obliczenia korekty rocznej kosztów osieroconych przypadających Elektrowni (...) należało dokonać następujących po sobie działań przewidzianych ustawą o rozwiązaniu KDT a wymagających podstawienia danych liczbowych do wzorów podanych w art. 30 ust. 1 i w art. 27 ust. 4. Zdaniem Prezesa URE powyższe działania podlegały ponadto skorygowaniu w oparciu o przepis art. 33 i art. 37 ust. 1 pkt 3 ustawy.

Prezes URE ustalił wysokość korekty rocznej kosztów osieroconych, oznaczoną symbolem „AKo(M)”, dla roku 2009 według wzoru:

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

KOZ_{3(i-1)} – kwotę kosztów osieroconych dla danego wytwórcy określoną w załączniku nr 3 do ustawy, dla roku poprzedzającego dany rok kalendarzowy „i”, kwota ta dla 2009 roku wyniosła dla wytwórcy 47 739 668,00 zł (z uwzględnieniem klucza 53,5%),

i – rok, w którym jest obliczana korekta roczna kosztów osieroconych, tutaj rok 2010,

j – kolejne lata między rokiem 2007 a rokiem poprzedzającym dany rok kalendarzowy „i”, tutaj kolejne lata pomiędzy rokiem 2007 a rokiem 2009,

S_j – stopę aktualizacji, o której mowa w art. 18 ust. 2, czyli stopę aktualizacji równą rentowności pięcioletnich obligacji skarbowych emitowanych na najbliższy dzień poprzedzający dzień 30 czerwca danego roku „j”, według danych opublikowanych przez ministra właściwego do spraw finansów publicznych oraz Główny Urząd Statystyczny, powiększonej o różnicę pomiędzy stopą kredytu redyskontowego a stopą depozytową Narodowego Banku Polskiego obowiązującymi w dniu 30 czerwca danego roku „j”; (i) za rok 2007 - 7,230%, (ii) za rok 2008 - 7,905%, (iii) za rok 2009 - 7,533%,

ΔWdk(i-i) – różnicę między rzeczywistą wartością wyniku finansowego netto z działalności operacyjnej, skorygowanego o amortyzację, dostępnego do obsługi zainwestowanego kapitału własnego i obcego dla roku poprzedzającego dany rok kalendarzowy „i”, w którym jest obliczana korekta roczna kosztów osieroconych, a prognozowaną wartością tego wyniku dla roku poprzedzającego dany rok kalendarzowy „i”, w którym jest obliczana ta korekta, określoną w załączniku nr 5 do ustawy, różnica ta wynosiła 52 747 711,00 zł,

Kozw(M) – wypłaconą wytwórcy kwotę zaliczek na poczet kosztów osieroconych w roku poprzedzającym dany rok kalendarzowy „i”, zaliczki wypłacone za 2009 r. wynosiły o zł,

r-i – stopę dyskonta, określoną w załączniku nr 6 do ustawy, dla kolejnych lat wynoszącą 11,2%.

Wzór zawierał zmienne, które podlegały ocenie Prezesa URE i tak:

- według załącznika nr 3 kwota kosztów osieroconych dla danego roku dla wyniku finansowego prognozowanego w załączniku nr 5 (w tys. zł na dzień 1 stycznia 2007 r.) dla roku 2009 dla Elektrowni (...) SA wynosiła 89. 279,380 zł,

- według załącznika nr 5 prognozowana wartość wyniku finansowego netto z działalności operacyjnej, skorygowanego o amortyzację, dostępnego do obsługi zainwestowanego kapitału własnego i obcego (w tys. zł) dla roku 2009 dla Elektrowni (...) SA wynosiła 122. 668,817 zł.

Powyższe dane Prezes URE skorygował o klucz podziału w wysokości 53,5%, z kolei klucz podziału został ustalony w oparciu o udział mocy osiągalnej brutto jednostek uwzględnionych do ustalenia korekty (blok (...),(...) i blok (...),(...)) do całkowitej mocy osiągalnej brutto wszystkich jednostek (załącznik nr (...): blok (...) (...) blok(...),(...) blok (...),(...) blok (...),(...) blok(...),(...)).

- $\Delta Wdk(M)$ zawierał rzeczywistą wartość wyniku finansowego netto z działalności operacyjnej, skorygowanego o amortyzację, dostępnego do obsługi zainwestowanego kapitału własnego i obcego dla roku poprzedzającego dany rok kalendarzowy w którym obliczana jest korekta i wynik ten był kalkulowany zgodnie z art. 27 ust. 4 ustawy o rozwiązaniu KDT na podstawie przychodów wytwórcy, osiągniętych w warunkach konkurencyjnego rynku energii elektrycznej ze sprzedaży energii elektrycznej, rezerw mocy i usług systemowych oraz odpowiadających im kosztów działalności operacyjnej, w tym kosztów stałych, zmiennych, kosztów zarządu i sprzedaży.

Prezes URE uwzględnił w kosztach działalności operacyjnej związanej ze sprzedażą energii elektrycznej, rezerw mocy i usług systemowych rzeczywiste wydatki na zakup brakujących uprawnień do emisji CO₂, które zostały poniesione przez Elektrownię w związku z rozliczeniem emisji za 2009 r. w kwocie 29. 853 225,00 zł.

- wartość wyliczonych kosztów osieroconych obniżono z uwagi na przyjęcie odpowiedzialności Elektrowni (...) za sprzedaż energii elektrycznej w 2008 r. po średniej cenie 152,60 zł/MWh co było o 6,8% niższe od średniej ceny rynkowej grupy przedsiębiorstw podobnych ukształtowanej na poziomie 163,79 zł/MWh.

W 2008 roku Elektrownia (...) realizowała sprzedaż energii elektrycznej w ilości:

- 88,4% łącznego wolumenu sprzedanej przez spółkę po średniej cenie 141,50 zł/MWh w ramach podstawowej umowy sprzedaży energii elektrycznej nr (...) zawartej z (...) SA dnia 9 listopada 2007 r. obejmującej okres od 1 stycznia 2008 r. do 31 grudnia 2008 r.,
- 5,3% łącznego wolumenu sprzedanej przez spółkę po średniej cenie 196,48 zł/MWh w ramach kontraktów krótkoterminowych oraz kontraktów (...) zawieranych przez spółkę z (...) SA w oparciu o umowę długoterminową ramową nr (...) zawartą dnia 18 października 2006 r. na czas nieokreślony; realizowanych w okresie od 1 stycznia 2008 r. do 31 grudnia 2008 r
- około 5% w ramach sprzedaży na rynku bilansującym.

Prezes URE przyjął, że Elektrownia (...) miała możliwość zawarcia umowy z dowolnym podmiotem na rynku energii elektrycznej, ale nie poszukiwała innej, bardziej korzystnej pod względem cen oferty zakupu na rynku energii elektrycznej, ponadto miała możliwość dostosowania cen sprzedaży energii elektrycznej do zmieniających się uwarunkowań rynkowych, poprzez np. zerwanie umowy rocznej z (...) SA bez poniesienia kary umownej, a następnie zawarcia kontraktu na bardziej korzystnych warunkach niż cena 141,50 zł/MWh, jednak takich działań nie podjęła. Uwzględnienie podanych okoliczności przemawiało za przypisaniem odpowiedzialności Elektrowni (...) za powstałe odchylenie średniej ceny sprzedawanej energii elektrycznej 6,8% od dopuszczalnych 5%.

Sąd pierwszej instancji podkreślił, iż stan faktyczny w niniejszej sprawie był bezsporny, natomiast strony prezentowały odmienne stanowiska co do interpretacji przepisów ustawy o rozwiązaniu KDT oraz wniosków wysnutych na podstawie zebranego materiału dowodowego.

Zdaniem Sądu Okręgowego odwołanie zasługiwało na uwzględnienie, chociaż nie podzielił on zarzutów powoda co do naruszenia przepisów kodeksu postępowania administracyjnego przez stronę pozwaną. Sąd pierwszej instancji powołał się na pogląd wyrażony przez Sąd Najwyższy w wyroku z dnia 13 maja 2004 r. (sygn. akt III SK 44/04) – uznając, iż ma on zastosowanie również w postępowaniu wywołanym odwołaniem od decyzji Prezesa URE – że „celem postępowania sądowego nie jest przeprowadzenie kontroli postępowania administracyjnego, ale merytoryczne rozstrzygnięcie sprawy, której przedmiotem jest spór między stronami powstający dopiero po wydaniu decyzji przez Prezesa UOKiK. Do Sądu ostatecznie należy zastosowanie odpowiedniej normy prawa materialnego, na

podstawie wyjaśnienia podstawy faktycznej, obejmującej wszystkie elementy faktyczne przewidziane w hipotezie tej normy". W ocenie Sądu pierwszej instancji powyższe oznacza, iż do sądu powszechnego nie należy formalna kontrola decyzji i prawidłowości przeprowadzonego postępowania administracyjnego, chyba, że naruszenie zasad postępowania administracyjnego miało bezpośredni wpływ na naruszenie norm prawa materialnego. Odwołanie powoda wszczynając postępowanie przed sądem powszechnym, a zatem zarzuty powinny odnosić się do merytorycznej treści zagadnienia objętego decyzją, tj. wykazywać brak podstaw do jej merytorycznego wydania. Dlatego też – zdaniem Sądu Okręgowego – zarzuty odnoszące się do naruszenia zasad postępowania administracyjnego, a nie dotyczące merytorycznej treści decyzji, nie mogą być przedmiotem odwołania.

Odnosząc się do zarzutów merytorycznych Sąd Okręgowy wskazał, iż strony przedstawiały odmienną interpretację art. 33 ustawy o rozwiązaniu KDT co do przyjęcia tzw. klucza podziału, co przekłada się na sposób wyliczenia kwoty kosztów osieroconych określonej w załączniku nr 3 do ustawy oraz na prognozowaną wartość wyniku finansowego netto z działalności operacyjnej dla roku 2009 z załącznika nr 5 do ustawy.

W przyjęciu tegoż klucza odwołujący upatruje naruszenia art. 30 ust. 1 w związku z art. 27 ust. 3 i 4 ustawy o rozwiązaniu KDT. Zdaniem powoda w świetle obowiązujących przepisów brak jest podstaw do zastosowania takiego wskaźnika w procesie ustalania korekty rocznej kosztów osieroconych, a tym bardziej brak jest podstaw prawnych do obliczenia wysokości tego wskaźnika. Ustawa o rozwiązaniu KDT nie przewiduje ani w art. 30 ust. 1, ani w innym przepisie podstawy do stosowania klucza podziału, a przeciwnie – nakazuje stosowanie wielkości określonych w załączniku 3 i 5 z uwzględnieniem postanowień art. 33 ust. 3 ustawy. W ocenie odwołującego zastosowanie klucza podziału w wysokości 53,5% zmieniło wzór matematyczny określony w przepisach art. 27 ust. 3 i 4 oraz art. 30 ust. 1 ustawy, wobec czego takie działanie pozwanego narusza zasady państwa demokratycznego gdyż wyeliminowanie rzekomej wadliwości ustawy nie może następować w drodze decyzji. Ponadto – zdaniem powoda - Prezes URE nie przedstawił dowodów na poparcie swoich twierdzeń o wadliwości ustawy, która to wadliwość sprowadzała się do nieuwzględnienia lub błędnego wyliczenia „danych modelowych” przyjętych na etapie tworzenia projektu ustawy na potrzeby wyliczenia danych zwartych w załącznikach nr 3 i 5 ustawy.

W ocenie Prezesa URE zarzut zastosowania ww. klucza podziału prowadzącego do dokonania obliczeń korekty rocznej kosztów osieroconych za 2009 r. w sposób sprzeczny ze wzorami matematycznymi określonymi w art. 27 ust. 3 i 4 oraz art. 30 ust. 1 ustawy jest bezzasadny. Prezes URE podkreślił, że stosownie do treści art. 33 ust. 1 pkt 1 ustawy, obliczając korekty, o których mowa w art. 30 ust. 1 i 2 oraz art. 31 ust. 1, uwzględnia się tylko jednostki wytwórcze wymienione w załączniku nr 7 do ustawy do czasu, gdy wartość nakładów inwestycyjnych na daną jednostkę wytwórczą, poniesionych od dnia 1 stycznia 2005 r., w przypadku jednostek wytwórczych należących do wytwórcy - nie przekroczy 100% wartości księgowej netto tej jednostki wytwórczej na dzień 1 stycznia 2005 r. Załącznik nr 7 do ustawy zawiera wykaz jednostek wytwórczych uwzględnionych w kalkulacji kosztów osieroconych wytwórców uczestniczących w programie pomocy publicznej w zakresie kontraktów długoterminowych, a następnie w korektach rocznych. W poz. 4 tego załącznika wymienione zostały następujące jednostki wytwórcze Elektrowni (...): bloki nr (...), (...); bloki nr (...), (...); bloki nr (...), (...); bloki nr (...), (...) oraz bloki nr (...), (...). W oświadczeniu z dnia 14 kwietnia 2010 r. Elektrownia (...) oświadczyła, że dla jednostek wytwórczych, wymienionych w załączniku nr 7 do ustawy – poza blokami (...) i (...) oraz (...) i (...) – wartość nakładów inwestycyjnych na daną jednostkę wytwórczą, poniesionych od dnia 1 stycznia 2005 r., przekroczyła 100% wartości księgowej netto tej jednostki wytwórczej przed dniem 1 stycznia 2009 r. W kolejnym oświadczeniu także datowanym na 14 kwietnia 2010 r., Elektrownia oznajmiła, że nakłady poniesione na modernizację bloków energetycznych nr (...) i (...) przekroczyły ich wartość księgową netto ustaloną na dzień 1 stycznia 2005 r. w miesiącu maju 2009 r. Wobec treści powyższych oświadczeń, obliczając korektę roczną kosztów osieroconych za 2009 r. Prezes URE uwzględnił: bloki nr (...) i (...) – za cały rok 2009 oraz bloki (...) i (...) – za okres od dnia 1 stycznia do dnia 31 maja 2009 r. Prezes URE wskazał, że przyjęte w ustawie o rozwiązaniu KDT dane modelowe – maksymalna wysokość kosztów osieroconych, określona w załączniku nr 2 do ustawy; kwota kosztów osieroconych dla każdego roku kalendarzowego określona w załączniku nr 3 do ustawy; prognozowana wartość wyniku finansowego netto z działalności operacyjnej, skorygowanego o amortyzację, dostępnego do obsługi zainwestowanego kapitału własnego i obcego, określona w załączniku nr 5 do ustawy – uwzględniają wszystkie

jednostki wytwórcze odwołującego, wymienione w załączniku nr 7 do ustawy. Skoro zatem wielkości modelowe zawarte w ustawie o rozwiązaniu KDT odpowiadają wszystkim jednostkom wytwórczym Elektrowni, wymienionym w załączniku nr 7, natomiast w korekcie kosztów osieroconych za 2009 r. należało uwzględnić tylko bloki nr (...) i (...) (za cały rok 2009 r.) oraz bloki nr (...) i (...) (za okres od 1 stycznia do 31 maja 2009 r.) – w celu zachowania adekwatności pomocy publicznej dla powoda, obliczając korektę roczną za 2009 r., Prezes URE zweryfikował dane modelowe przedstawione przez odwołującego w taki sposób, aby odnosiły się do faktycznych kosztów osieroconych, czyli nie zawierały „wyłączonych” jednostek wytwórczych. Dla zachowania porównywalności danych Prezes URE zastosował wskaźnik podziału danych z załączników nr 3 i 5 ustawy, ustalony w oparciu o udział mocy osiągalnej brutto jednostek uwzględnionych do ustalenia korekty w stosunku do całkowitej mocy osiągalnej brutto wszystkich jednostek tego wytwórcy, obliczony na podstawie danych przekazanych przez wytwórcę, wynoszący w 2009 r. 53,5 %.

Sąd Okręgowy w powyższej kwestii podzielił stanowisko powoda. Wskazał, iż zgodnie z art. 2 pkt 12 ustawy o rozwiązaniu KDT, koszty osierocone to wydatki wytwórcy niepokryte przychodami uzyskanymi ze sprzedaży wytworzonej energii elektrycznej, rezerw mocy i usług systemowych na rynku konkurencyjnym po przedterminowym rozwiązaniu umowy długoterminowej, wynikające z nakładów poniesionych przez tego wytwórcę do dnia 1 maja 2004 r. na majątek związany z wytwarzaniem energii elektrycznej. Zdaniem Sądu pierwszej instancji koszty osierocone, to inaczej zobowiązania, jakie ciążą na przedsiębiorstwach energetycznych wynikające z przeprowadzonych inwestycji (np. proekologicznych), długoterminowych umów na zakup paliw lub energii lub umów zawartych z pracownikami. W Polsce, kontrakty długoterminowe (KDT) zawierane były przez elektrownie z (...) S.A. w latach 1994 - 1998. Celem KDT było sfinansowanie inwestycji w elektrowniach, których niewielkie zyski nie zapewniały im zdolności kredytowej. W KDT określono wielkość sprzedaży energii przez elektrownię, wysokość ceny i okres odbioru energii przez (...). Dzięki tym kontraktom elektrownie zaciągnęły ponad 20 mld zł kredytów. Pragnąc zwiększyć konkurencyjność gospodarki europejskiej na rynku globalnym poprzez obniżenie m.in. cen energii, Unia Europejska dążyła i dąży do liberalizacji rynku energii. Wiele państw deklaruje otwarcie swoich rynków w tym zakresie. W Polsce KDT blokowały liberalizację rynku poprzez zablokowanie swobodnego handlu sporą częścią energii. Kontrakty długoterminowe były selektywne i zapewniały korzyści tylko tym elektrowniom, które je podpisały, a więc zakłócały konkurencję (dane z WWW.ure.gov.pl, uzasadnienie projektu www.sejm.gov.pl, LEX). Zgodnie z ustawą o rozwiązaniu KDT, kontrakty zostały zlikwidowane na podstawie dobrowolnych "umów rozwiązujących". Wytwórcy otrzymali prawo do pokrywania tzw. "kosztów osieroconych", czyli poniesionych nakładów inwestycyjnych, które nie zostaną pokryte przychodami po rozwiązaniu KDT. Elektrownia (...) do dnia 1 kwietnia 2008 r. była stroną umowy na dostawę mocy i energii elektrycznej zawartej z (...) SA w dniu 12 września 1997 roku.

Sąd Okręgowy uznał za słuszne stanowisko odwołującego, iż podejmował on decyzję o rozwiązaniu KDT w oparciu o gwarancje wynikające z ustawy o rozwiązaniu KDT, tj. ustalaniu sposobu korekty przewidzianego w art. 30 ust. 1 – przy zastosowaniu danych podlegających podstawieniu z załącznika nr 3 i nr 5. Przy opisie wzoru K OZ3(i-1) ustawodawca odnosi się **do „danego wytwórcy”, a nie jednostek danego wytwórcy**. Podobnie przy wzorze ΔW dkj-D szczegółowo wskazano sposób obliczenia różnicy wartości wyniku finansowego wprowadzając możliwość korygowania, ale tylko o amortyzację, **a nie o ilość jednostek wytwórczych**. Jednostki wytwórcze wymienione w załączniku nr 7 uwzględnia się zgodnie z art. 33 do czasu, gdy wartość nakładów inwestycyjnych na daną jednostkę wytwórczą, poniesionych od dnia 1 stycznia 2005 r. nie przekroczy 100% wartości księgowej netto tej jednostki wytwórczej na dzień 1 stycznia 2005 r. dla jednostek wytwórczych należących do wytwórcy. Wówczas zgodnie z ust. 3 korekta dokonywana za niepełny rok kalendarzowy opiera się na ułamkowych wielkościach z załączników nr 3 i 5 odpowiadająca stosunkowi liczby dni do liczby dni w roku. Z powyższego uregulowania w ocenie Sądu Okręgowego wynika, że przy korekcie uwzględnia się tylko jednostki z załącznika nr 7 (i żadne inne) i tylko do określonego czasu (gdy wartość nakładów inwestycyjnych od 1 stycznia 2005 r. nie przekracza 100% wartości księgowej netto danej jednostki wytwórczej). Korekta nie zakłada proporcjonalności obliczeń w odniesieniu do ilości jednostek wytwórczych, tylko w odniesieniu do czasu. Zdaniem Sądu nawet stopniowe nieuwzględnianie jednostek wymienionych w załączniku nr 7 z powodu przekroczenia nakładów inwestycyjnych nie zmienia danych z załączników nr 3 i 5, bowiem dane z tych ostatnich załączników zostały przyporządkowane Elektrowni (...) jako wytwórcy, a nie jednostkom wytwórczym wytwórcy. Sąd pierwszej instancji uznał więc, iż stanowisko Prezesa URE, iż wartości

modelowe odpowiadają wszystkim jednostkom wytwórczym, nie ma uzasadnienia ani w ustawie o rozwiązaniu KDT ani załącznikach do ustawy, bowiem wartości modelowe przyporządkowano Elektrowni. Ustawa w art. 33 ust. 3 nie wprowadza metodologii obliczenia korekty za okres, w którym nakłady inwestycyjne na daną jednostkę wytwórczą z załącznika nr 7 poniesione od 1 stycznia 2005 r. przekroczyły 100% wartości księgowej netto tej jednostki na dzień 1 stycznia 2005 r. a takiego wniosku nie można wyprowadzić z wniosku a maiori ad minus.

Sąd Okręgowy podkreślił, że w toku prac przygotowawczych nad ustawą o rozwiązaniu KDT Komisja Europejska skierowała w dniu 23 listopada 2005 r. do władz polskich decyzję dotyczącą wszczęcia postępowania określonego w art. 88 ust. 2 Traktatu ustanawiającego Wspólnotę Europejską (TWE) w odniesieniu do notyfikowanego programu pomocowego oraz w odniesieniu do pomocy państwa przyznawanej w ramach KDT. Zastrzeżenia KE zgłoszone w toku notyfikacji i wyrażone w decyzji z dnia 23 listopada 2005 r. (decyzja została w dniu 2 marca 2006 r. opublikowana w Dzienniku Urzędowym UE Nr C 52) dotyczyły m.in. długości okresu monitorowania kosztów osieroconych; okres monitorowania wypłaty kwot na pokrycie kosztów osieroconych powinien być identyczny z okresem przyjętym do kalkulacji kosztów osieroconych. Komisja w swoim stanowisku odwoływała się do metodologii i ujęła w pkt 2.4, że w okresie trwającym od wejścia w życie projektu ustawy do 2014 r., corocznie wartość rekompensowanej różnicy będzie obliczana na podstawie faktycznych danych ekonomicznych i porównywana z wartością, która była pierwotnie obliczona na podstawie prognozy. Jeżeli rzeczywista wartość będzie różnić się od prognozy, to prowadzić to będzie do korekty, która może być dodatnia lub ujemna, prowadząc tym samym do dodatkowej płatności na rzecz beneficjenta lub do zwrotu przez beneficjenta (Dziennik Urzędowy C 052, 02/03/2006 P. 0008 - 0020). W odpowiedzi na uwagi KE władze polskie zobowiązały się do aktualizacji programu pomocowego w zakresie uwzględnienia zastrzeżeń podniesionych przez KE co do zgodności programu z wytycznymi KE, dotyczącymi metodologii kalkulacji kosztów osieroconych. Sąd pierwszej instancji wskazał, iż w uzasadnieniu projektu ustawy nie przewidziano stopniowego pomijania jednostek wytwórczych, gdyż przy art. 33 wyjaśniono, że artykuł ten „wprowadza regulacje umożliwiające zachowanie porównywalności kalkulacji kosztów osieroconych w dłuższym okresie, przez zamknięty katalog podmiotów i jednostek, które uwzględniane są w kalkulacjach kosztów osieroconych (ust. 1) oraz pewne rozwiązania mające zastosowanie, gdy okres obliczeniowy obejmuje niepełny rok kalendarzowy (ust. 2)”. Przewidziano, że w korekcie rocznej kosztów osieroconych, obliczanej w danym roku za rok poprzedni, porównywana będzie kwota kosztów osieroconych dla danego wytwórcy, określona w załączniku nr 3 z wypłaconymi zaliczkami na pokrycie kosztów osieroconych i uzyskanymi wynikami finansowymi na rynku konkurencyjnym w stosunku do prognozowanych wyników przy kalkulacji kwot kosztów osieroconych.

Sąd pierwszej instancji wskazał ponadto, iż dokumentem, który po raz pierwszy dotyczył pomocy publicznej udzielanej na pokrycie kosztów osieroconych i nadal jest pomocny przy tworzeniu programów rozwiązania tych kosztów, jest Komunikat Komisji dotyczący metodologii analizy pomocy państwa związanej z kosztami osieroconymi (List Komisji SG (2001)D/290869 z dnia 6.8.2001). Dokument ten określa kryteria, które muszą zostać spełnione, aby Komisja mogła zaakceptować projekt jako odzyskanie kosztów osieroconych. W pkt 4.1 wskazano, że „pomoc ta ma służyć wyrównaniu odpowiednich kosztów osieroconych, które zostały jasno określone i wydzielone. W żadnych okolicznościach nie może ona przekroczyć sumy tych kosztów”. W ocenie Sądu pierwszej instancji z uwagi na powyższe nie można uznać za wiarygodne stanowisko Prezesa URE, że wprowadzenie nowej metodologii wyliczenia „klucza podziału” ma uwzględniać zasady udzielania pomocy publicznej, bowiem wprowadzenie takiego klucza nie było zamiarem twórców ustawy.

Sąd Okręgowy uznał także za zasadny zarzut naruszenia art. 30 ust. 1 w związku z art. 27 ust. 3 i 4 ustawy, dotyczący uwzględnienia „rzeczywistych kosztów zakupu brakujących uprawnień do emisji CO₂” obliczonych w oparciu o najniższe ceny zakupu tych uprawnień a nie średnie ceny zakupu w okresie 1 maja 2009 r. - 30 kwietnia 2010 r. Rzeczywiste wydatki na nabycie brakujących uprawnień do emisji CO₂ (uprawnienia) stanowiły element przyjętych kosztów działalności operacyjnej związanej ze sprzedażą energii elektrycznej, rezerw mocy i usług systemowych podstawianych do wzoru na obliczenie Wdkj z art. 27 ust. 4, potrzebnego dla obliczenia różnicy między rzeczywistą wartością wyniku finansowego a prognozowaną, czyli $\Delta Wdk(i-1)$.

Odwołujący zarzucał, że Prezes URE uwzględnił zawarte przez spółkę transakcje zakupu uprawnień z okresu od 1 maja 2009 r. do 30 kwietnia 2010 r. o najniższych cenach jednostkowych, co spowodowało zaniżenie faktycznie poniesionych wydatków przez spółkę w związku z przekroczeniem limitów emisji CO₂ w roku 2008 oraz 2009. W ocenie powoda rzeczywiste wydatki powinny być obliczone w uwzględnieniu średniej ceny zakupu przez spółkę uprawnień z okresu od 1 maja 2009 r. do 30 kwietnia 2010 r., gdyż do pokrycia wszystkich brakujących uprawnień za rok 2009 oraz za 2008 zostały wykorzystane uprawnienia pochodzące ze wszystkich transakcji zawartych w okresie od 1 maja 2009 r. do 30 kwietnia 2010 r. Powód podkreślił, że przepisy ustawy z dnia 22 grudnia 2004 r. o handlu uprawnieniami do emisji do powietrza gazów cieplarnianych i innych substancji (Dz.U. z dnia 29 grudnia 2004 r.) nie przewidują reguł dotyczących kolejności wykorzystania zakupionych uprawnień do rozliczenia poszczególnych okresów rozliczeniowych w zależności od ceny ich zakupu, w szczególności obowiązku przedstawienia do rozliczenia za dany okres rozliczeniowy jedynie uprawnień, które zostały nabyte po najniższych cenach. Zdaniem powoda metodologia przyjęta przez Prezesa URE na potrzeby obliczania korekty za rok 2009 czyniła nieuprawnione założenie, że transakcje o cenach wyższych mogłyby być uwzględnione w korekcie za okresy przyszłe, jeżeli wytwórca wykazałby, że uprawnienia zakupione w ramach tych transakcji były podstawą do rozliczenia brakujących uprawnień w latach następnych. Tymczasem rozliczenia kosztów osieroconych dla Elektrowni zakończą się definitywnie wraz z decyzją ustalającą korektę roczną dla roku 2014, co uniemożliwi rozliczenie w kosztach osieroconych z okresu korygowania wszystkich transakcji nabycia uprawnień wykorzystanych przez spółkę do rozliczenia brakujących uprawnień w kolejnych latach rozliczeniowych okresu korygowania, jak np. transakcji zakupionych w 2014 r. faktycznie wykorzystanej, ale nie zaliczonej do najniższych kosztów jednostkowych.

W ocenie Prezesa URE podstawą do obliczenia korekty rocznej kosztów osieroconych za 2009 r. powinny być m.in. rzeczywiście poniesione przez odwołującego wydatki na zakup brakujących uprawnień do emisji CO₂, których wniesienie na konto Krajowego Administratora Systemu Uprawnień do Emisji było wymagane do kwietnia 2010 r. Wydatki na ten cel były przez spółkę ponoszone w okresie od 01 maja 2009 r. do 30 kwietnia 2010 r. i zakupione w tym okresie uprawnienia do emisji (EUA) przewyższały ilość, która brakowała w stosunku do limitu uprawnień bezpłatnych. Z ilości zakupionych w tym okresie jednostek emisji, która składała się na obliczenie średniej ceny przez Elektrownię, część nie była wykorzystana na pokrycie istniejącego niedoboru uprawnień. Uprawnienia te spółka mogła wykorzystać w celu osiągnięcia korzyści gospodarczych, które nie mogły zostać uwzględnione w kalkulacji kosztów osieroconych tj. powiększyć kwoty należnej pomocy publicznej, gdyż każdy wytwórca może kupować i sprzedawać dowolne ilości instrumentów, wyłącznie w celu uzyskania korzyści wynikających z różnic pomiędzy ceną zakupu a ceną sprzedaży. Z tej przyczyny Prezes URE przyjął średnią cenę z najtańszych transakcji zakupu całej ilości uprawnień, którą odwołujący przeznaczył na pokrycie niedoborów wszystkich pięciu jednostek wytwórczych i pominął tylko najdroższe transakcje zakupu dokonane ponad potrzebną ilość uprawnień, które nie służyły pokryciu istniejącego niedoboru. Prezes URE zaznaczył ponadto, że nie miał możliwości skorygowania prawidłowości obliczeń powoda zawartych w załączniku nr 9 do odwołania i zweryfikowania kwoty 29. 954. 941 zł wskazanej do ustalenia rzeczywistych wydatków na zakup uprawnień do emisji CO₂ w korekcie rocznej kosztów osieroconych, a nie - jak ustalił Prezes - kwoty 29. 853. 225 zł.

Pismem z dnia 9 listopada 2011 roku Elektrownia (...) złożyła wyliczenie, do prawidłowości którego Prezes URE nie zajął stanowiska, podnosząc jedynie, że przyjęta w postępowaniu administracyjnym metodologia jest prawidłowa.

Sąd pierwszej instancji wskazał, iż przez uprawnienie do emisji – zgodnie z ustawą o handlu uprawnieniami do emisji do powietrza gazów cieplarnianych i innych substancji – rozumie się uprawnienie do wprowadzania do powietrza w określonym czasie ekwiwalentu w przypadku gazów cieplarnianych lub 1 Mg jednej z pozostałych substancji, które może być sprzedane, przeniesione lub umorzone na zasadach określonych w ustawie. Prowadzący instalację objętą systemem, któremu przyznano uprawnienia do emisji w krajowym planie, może wykorzystać lub sprzedać te uprawnienia po uzyskaniu zezwolenia (art. 24). Jednakże prowadzący instalację, któremu przyznano uprawnienia do emisji, jest obowiązany do monitorowania wielkości emisji i rozliczania uprawnień. Jeżeli z rocznego raportu wynika, że emisja rzeczywista była większa niż emisja wynikająca z liczby posiadanych uprawnień do emisji na dzień 31 grudnia danego roku, na wniosek prowadzącego instalację, organ właściwy do wydania zezwolenia, po zasięgnięciu

opinii Krajowego Administratora, może wyrazić zgodę na pokrycie tej różnicy uprawnieniami do emisji przyznanymi wnioskodawcy na następny rok okresu rozliczeniowego. Warunkiem wyrażenia zgody, o której mowa powyżej, jest zobowiązanie się prowadzącego instalację do odpowiedniego zmniejszenia emisji lub do zakupu uprawnień do emisji w następnym roku okresu rozliczeniowego. Do czasu wywiązania się prowadzącego instalację z zobowiązania, nie może on sprzedać uprawnień do emisji przyznaných mu na następny rok okresu rozliczeniowego. Jeżeli prowadzący instalację nie uzyskał zgody, lub nie wywiązał się z zobowiązania, nie może sprzedać uprawnień do emisji przyznaných mu na następny rok okresu rozliczeniowego do czasu uiszczenia kary pieniężnej (art. 47).

W świetle powyższych uregulowań – zdaniem Sądu pierwszej instancji - nie można było uznać za słuszne stanowisko Prezesa URE, że zakup uprawnień ponad brakującą ilość w stosunku do limitu uprawnień bezpłatnych, mógł być wykorzystany w celu osiągnięcia korzyści gospodarczych, tj. powiększenia kwoty należnej pomocy publicznej. Cytowany powyżej przepis przewiduje bowiem kontrolę uprawnień i sankcje za ich brak. Zakup większej ilości uprawnień nie oznacza więc wprost działania w celu uzyskania korzyści, gdyż celem tym może być stworzenie rezerwy na poczet przyszłych niedoborów. Ponadto w zasadach uwzględniania rzeczywistych wydatków na zakup brakujących uprawnień do emisji CO₂ w korekcie kosztów osieroconych za 2009 r. Prezes URE wskazał w pkt 1, że uwzględniane będą jedynie faktyczne wydatki. Następnie w pkt 3 zasad odniesiono się do rzeczywistych wydatków o najniższych cenach jednostkowych, zaś w pkt 10 ustalono, że na podstawie zestawień transakcji zakupu (pkt 9) zostanie dokonana weryfikacja, czy jednostkowe koszty nie przekraczają średnich cen ważonych cen rynkowych spot notowanych na BlueNext oraz ECX w dniu nabycia. Jeżeli ceny przekraczają średnie ceny rynkowe o min. 5%, wówczas podmiot winien przekazać uzasadnienie faktu zakupu uprawnień po zawyżonych cenach. W przypadku, gdy okoliczności będą wskazywały na celowe zawyżanie kosztów transakcji, a była ona przeznaczona na pokrycie brakujących uprawnień, koszty pozyskania danej ilości uprawnień zostaną obliczone z uwzględnieniem średnich cen rynkowych. Zdaniem Sądu pierwszej instancji przyjęta metodologia uwzględnienia „średnich z najtańszych transakcji” nie wynika z cytowanych zasad, bowiem pomiędzy pkt 3 i 10 jest sprzeczność. Stąd też - mając na uwadze cel wynikający z uwzględniania kosztów działalności operacyjnej związanej ze sprzedażą energii elektrycznej, rezerw mocy i usług systemowych - w ocenie sądu służą one do wyliczenia rzeczywistej wartości wyniku finansowego. Przyjęcie do wyliczeń tylko transakcji dokonanych po cenach najniższych nie oddaje tego rzeczywistego wyniku, bowiem rzeczywisty obraz poniesionych kosztów jest średnią ceną wszystkich transakcji zawartych pomiędzy 1 maja 2009 r. a 30 kwietnia 2010 r.

Sąd pierwszej instancji uznał, iż stanowisko Prezesa URE o zamierzonych korzyściach gospodarczych odwołującego, nie jest potwierdzone dowodami, jak też nie ma dowodów na celowe zawyżanie kosztów transakcji, dla której to sytuacji przewidziano pkt 10 zasad. Jednak nawet dla sytuacji zawyżania kosztów należałoby przyjąć do wyliczeń ceny średnie rynkowe, a nie najniższe. Nie jest bowiem udowodnione stanowisko Prezesa URE, że najdroższe transakcje były niezwiązane z koniecznością pokrycia niedoboru uprawnień do emisji CO₂.

Sąd Okręgowy uznał także za uzasadniony ostatni zarzut materialny podniesiony w odwołaniu tj. zarzut naruszenia art. 37 ust. 1 pkt 3 ustawy o rozwiązaniu KDT.

Elektrownia (...) zarzucała, że zarówno średnia cena energii sprzedawanej przez Elektrownię, jak również średnia cena rynkowa energii dla przedsiębiorstw porównywalnych zostały skalkulowane w oparciu o „iloraz przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej i regulacyjnych usług systemowych oraz wolumenu energii elektrycznej sprzedanej”. Tymczasem w art. 37 ust. 1 pkt 3 ustawy mowa jest tylko o średniej cenie energii elektrycznej. Odwołujący nie miał danych, jaki procent przychodów uwzględnionych w kalkulacji średniej ceny rynkowej energii dla przedsiębiorstw porównywalnych stanowiły przychody uzyskiwane z tytułu świadczenia usług regulacyjnych. W ocenie odwołującego analiza porównawcza dokonywana w trybie art. 37 ust. 1 pkt 3 powinna obejmować okres po rozwiązaniu KDT, tj. okres II - IV kwartał 2008 r.

Natomiast zdaniem Prezesa URE uwzględnienie w obliczeniu średnich cen sprzedaży energii elektrycznej przychodów z tytułu świadczenia regulacyjnych usług systemowych nie miało wpływu na fakt zaistnienia odchylenia średniej ceny energii elektrycznej sprzedawanej przez Elektrownię o ponad 5% od średniej ceny rynkowej, o której

mowa w art. 37 ust. 1 pkt 3 ustawy. Nawet pominięcie przychodów z tytułu świadczenia regulacyjnych usług systemowych spowodowałoby przekroczenie dopuszczalnego odchylenia. Uwzględnienie przychodów z tytułu świadczenia regulacyjnych usług systemowych miało służyć ocenie stosowanej przez odwołującego strategii sprzedaży na rynku energii elektrycznej w 2008 r., co mogło mieć znaczenie dla ustalenia poziomu pomocy publicznej. Odnosnie przyjętego okresu Prezes URE zaznaczył, że ustawa w omawianym przepisie operuje rokiem kalendarzowym, a weszła w życie 4 sierpnia 2007 r. bez zastrzeżenia późniejszego wejścia w życie art. 37. Kontrakty zawierane przez podmioty na rynku sprzedaży energii elektrycznej są również roczne. Według zaś jednoznacznego brzmienia przepisu art. 37 ust. 1 pkt 3 ustawy o rozwiązaniu KDT, odniesieniem dla oceny rozbieżności przez Prezesa URE jest średnia cena sprzedawanej energii elektrycznej. Tam gdzie ustawodawca uwzględnia przychody w szerszym zakresie, znajduje to odpowiednie odzwierciedlenie w przepisach ustawy jak np. art. 2 pkt 14, art. 27 ust. 4 „energia elektryczna, rezerwy mocy i usługi systemowe”. W tym kontekście nieuzasadnione było więc włączenie przychodów ze sprzedaży usług systemowych w procesie kalkulacji średniej ceny energii sprzedawanej przez Elektrownie (...) oraz średniej ceny rynkowej energii dla przedsiębiorstw porównywalnych.

Sąd pierwszej instancji zauważył, iż umowy długoterminowe sprzedaży mocy i energii elektrycznej uległy przedterminowemu rozwiązaniu z dniem 1 kwietnia 2008 r. – w tym także umowa zawarta przez powoda. Od tej daty liczony był okres korygowania dla danego wytwórcy, tj. od dnia rozwiązania umowy długoterminowej – do dnia, w którym wygasalaby umowa długoterminowa, której wytwórca ten jest stroną, lecz nie dłuższy niż do dnia 31 grudnia 2025 r. (art. 2 pkt 6). Natomiast w art. 30 ust. 1 ustawy o rozwiązaniu KDT, na podstawie którego ustalano wysokość korekty rocznej dla 2009 r. oraz art. 28 i art. 37 ust. 1 pkt 3 ustawy mowa jest o roku kalendarzowym oraz danym roku kalendarzowym. „Dany rok kalendarzowy” stanowiący ocenę średnich cen sprzedawanej energii elektrycznej (art. 37) jest logicznym nawiązaniem do danego roku kalendarzowego „i” (art. 30). Natomiast dane potrzebne do korekty przedstawia się za rok kalendarzowy poprzedzający rok, w którym są przekazywane (art. 28). Zgodnie z art. 114 k.c. za rok przyjmuje się 365 dni. W ocenie Sądu dokonanie korekty rocznej za rok 2009 wymagało dokonania oceny średnich cen za rok 2009 a nie 2008, albowiem korekta jest ustalana w roku 2010 dla roku 2009 (art. 30 - rok poprzedzający dany rok kalendarzowy i art. 28 wszelkie dane mają być przekazywane w danym roku za rok kalendarzowy poprzedzający rok przekazania).

Niezależnie od powyższego Sąd Okręgowy odmiennie ocenił odpowiedzialność Elektrowni (...) w świetle wytycznych z art. 37 ust. 1 pkt 3 ustawy o rozwiązaniu KDT, uznając, iż w momencie zawierania umowy rocznej z (...) w dniu 9 listopada 2007 r. cena średnia nie odbiegała od cen rynkowych. Przyjęta cena 141,50 zł/MWh przewyższała średnie ceny opublikowane przez Prezesa URE na rok 2008 (w dniu 19.12.2007 określono je na 138,00 zł/MWh). W przedziale roku 2008 średnie ceny wzrosły o 4,24% (18.01.2008 - 142,00 zł/MWh, 23.04.2008 - 147,50 zł/MWh) i uwzględnienia takiego wzrostu cen trudno oczekiwać od Elektrowni. W ocenie Sądu Okręgowego ocena kontraktów w kontekście ustalonych cen sprzedaży winna odbywać się ex ante a nie ex post. Elektrowni można byłoby więc przypisać odpowiedzialność za powstałe odchylenie w średniej cenie sprzedaży energii elektrycznej gdyby nie dochowała należytej staranności w procesie zawierania umów. Odwołujący podkreślił, że dokonał analizy rynkowej, w ramach której dokonano oceny przewidywanej dynamiki rozwoju rynku energii elektrycznej i ceny w umowie z (...) zostały ustalone na poziomie rynkowym w oparciu o wiedzę z rynku energii aktualną z chwili podpisywania umowy. Sąd pierwszej instancji uznał, iż nie zostało udowodnione przez Prezesa URE, że już w roku 2007 roku były prognozy znacznego wzrostu cen i można było przewidzieć wzrost cen o średnio 4, 24%.

Sąd Okręgowy nie uwzględnił zmiany żądania wskazanej w piśmie datowanym 2 grudnia 2011 r. bowiem dokument w postaci informacji Prezesa URE z dnia 16 sierpnia 2011 r., który stanowił podstawę dla tej zmiany został złożony z uchybieniem art. 479¹² k.p.c.

Mając powyższe na uwadze, Sąd pierwszej instancji uznał, iż zarzuty odwołującego są uzasadnione i ich uwzględnienie prowadzi do korekty obliczeń kosztów osieroconych za 2009 rok. Prezes URE nie kwestionował wysokości korekty rocznej kosztów osieroconych żądanej przez Elektrownię (...), a jedynie metodologię zmiany żądania. Biorąc pod

uwagę brak wypowiedzenia się do rachunkowych obliczeń odwołującego, Sąd uznał je za przyznane, co uzasadniało uwzględnienie odwołania Powoda w części i zmianę zaskarżonej decyzji

Sąd na podstawie art. 98 § 1 k.p.c. obciążył Prezesa URE w całości kosztami opłaty od odwołania oraz kosztami zastępstwa procesowego.

Powyższy wyrok Sądu Okręgowego zaskarżyły apelacjami obie strony.

Pozwany Prezes Urzędu Regulacji Energetyki zaskarżył powyższy wyrok w części, tj. w zakresie pkt I i III, zarzucając:

1. naruszenie art. 30 ust. 1 w zw. z art. 27 ust. 4 w zw. z art. 33 ust. 1 ustawy o rozwiązywaniu KDT poprzez sprzeczne z tymi przepisami uwzględnienie w kalkulacji korekty rocznej kosztów osieroconych Powoda dla roku 2009 kosztów generowanych przez jednostki wytwórcze, które przed wejściem w życie ustawy o rozwiązywaniu KDT spełniły warunek wskazany w art. 33 ust. 1 pkt 1 tej ustawy.
2. naruszenie art. 30 ust. 1 w zw. z art. 27 ust. 4 w zw. z art. 2 pkt. 12 ustawy o rozwiązywaniu KDT poprzez sprzeczne z tymi przepisami uwzględnienie wydatków na pokrycie kosztów zakupu brakujących uprawnień do emisji CO₂ w kwocie wyższej niż konieczna dla zakupu brakującej ilości uprawnień;
3. naruszenie art. 37 ust. 3 w zw. z art. 37 ust. 1 pkt 3 ustawy o rozwiązaniu KDT poprzez uznanie, że Prezes URE w trakcie dokonywania korekty dla 2009 roku powinien był dokonać oceny średnich cen, o których mowa w art. 37 ust. 1 pkt 3 ustawy o rozwiązaniu KDT, dla roku 2009 a nie dla roku 2008, gdy tymczasem w treści przepisu art. 37 ust. 3 mowa jest o „najbliższej korekcie” (dla „danego roku kalendarzowego” - art. 37 ust. 1 pkt 3);
4. naruszenie art. 37 ust. 1 pkt 3 ustawy o rozwiązaniu KDT poprzez uznanie, że średnia cena energii elektrycznej sprzedawanej przez Powoda w 2008 r. nie była niższa o ponad 5% od średniej ceny rynkowej liczonej dla przedsiębiorstw energetycznych wykonujących działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania energii elektrycznej na terytorium Rzeczypospolitej, o zbliżonych parametrach technicznych wytwarzania energii, w tym samym roku kalendarzowym;
5. naruszenie przepisów postępowania, tj. art. 233 § 1 k.p.c. poprzez przyjęcie, że średnia cena energii elektrycznej sprzedawanej przez Powoda w 2008 r. „nie odbiegała od cen rynkowych”, pomimo iż w przepisie art. 37 ust. 1 pkt 3 ustawy o rozwiązaniu KDT mowa jest o „średniej cenie rynkowej liczonej dla przedsiębiorstw energetycznych wykonujących działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania energii elektrycznej na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej, o zbliżonych parametrach technicznych wytwarzania energii”, a nie o „średniej cenie sprzedaży energii elektrycznej przez wytwórców systemowych”, ogłaszanej przez Prezesa URE na podstawie art. 23 ust. 2 pkt 16 ustawy - Prawo energetyczne;
6. naruszenie art. 233 § 1 k.p.c. poprzez pominięcie dowodów zgromadzonych w aktach postępowania administracyjnego, tj. aktualizacji raportu pn. „Analiza krajowych przedsiębiorstw wytwórczych energii elektrycznej pod kątem możliwości porównania wytwórców objętych ustawą o rozwiązaniu KDT z przedsiębiorstwami energetycznymi wykonującymi działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania energii elektrycznej na terytorium RP, o zbliżonych parametrach technicznych wytwarzania energii elektrycznej” oraz wyciągów z danych statystycznych Ministra Gospodarki za 2008 r. i 2009 r., na podstawie których została wyodrębniona grupa przedsiębiorstw podobnych i wyliczona średnia ceny sprzedaży energii elektrycznej przez przedsiębiorstwa podobne w 2008 r., od której średnia cena sprzedaży Powoda odbiegała o ponad 5%.

Wskazując na powyższe pozwany wnosił o zmianę zaskarżonego wyroku poprzez oddalenie odwołania Powoda, ewentualnie - w przypadku nieuwzględnienia powyższego wniosku - o zmianę zaskarżonego wyroku poprzez zmianę zaskarżonej decyzji i ustalenie dla roku 2009 wysokości korekty rocznej kosztów osieroconych dla Powoda na kwotę (+)15 646 756 zł, w każdym zaś wypadku pozwany wnosił o zasądzenie od powoda na rzecz pozwanego

kosztów zastępstwa procesowego w postępowaniu apelacyjnym. Wniosek ewentualny pozwany złożył na wypadek, gdyby Sąd Apelacyjny przyjął, że koszty zakupu brakujących uprawnień do emisji CO₂ należy liczyć po średnich cenach z wszystkich transakcji zawartych przez Powoda, a pozostałe elementy wynikające z decyzji Prezesa URE były prawidłowe, wówczas wynik korekty rocznej kosztów osieroconych za 2009 r. dla Powoda wyniósłby + 15 646 756 zł.

Powód (...) S.A. z siedzibą w Ś. zaskarżył powyższy wyrok Sądu Okręgowego w części, tj. w zakresie punktu II, zarzucając naruszenie następujących przepisów prawa:

- art. 30 ust. 1 w zw. z art. 27 ust. 3 i 4 ustawy z dnia 29 czerwca 2007 r. - o zasadach pokrywania kosztów powstałych u wytwórców w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej poprzez oddalenie odwołania w zakresie, w jakim Powód żądał ustalenia korekty rocznej kosztów osieroconych dla Powoda dla roku 2009 w kwocie przekraczającej o 3.588.350,00 zł określoną w punkcie I wyroku kwotę (+) 111.083.819,00 zł, podczas gdy wysokość korekty rocznej kosztów osieroconych dla roku 2009 dla Powoda skalkulowana zgodnie z art. 30 ust. 1 w zw. z art. 27 ust. 3 i 4 Ustawy i w oparciu o prawidłowo ustalony przez Sąd I instancji stan faktyczny wynosi (+) 114.672.169,00 zł

- art. 479⁵³ § 1 i § 2 Kodeksu postępowania cywilnego poprzez oddalenie odwołania Powoda w zakresie, w jakim Powód żądał ustalenia korekty rocznej kosztów osieroconych Powoda dla roku 2009 w kwocie przekraczającej o 3.588.350,00 zł określoną w punkcie I wyroku kwotę (+) 111.083.819,00 zł, tj. w łącznej kwocie (+) 114.672.169,00 zł, podczas gdy ustalony w sprawie stan faktyczny oraz uwzględnione przez Sąd I instancji zarzuty wobec zaskarżonej decyzji Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki uzasadniały zmianę zaskarżonej Decyzji w całości poprzez ustalenie dla (...) Spółki Akcyjnej z siedzibą w miejscowości Ś. (dawna nazwa Elektrownia (...)) Spółka Akcyjna z siedzibą w miejscowości Ś.) dla roku 2009 wysokości korekty rocznej kosztów osieroconych w łącznej kwocie dodatniej (+) 114.672.169,00 zł, która podlega wypłaceniu powodowi przez (...) Spółka Akcyjna z siedzibą w W..

Wskazując na powyższe powód wnosił o zmianę zaskarżonego wyroku poprzez przyznanie (...) Spółce Akcyjnej z siedzibą w miejscowości Ś. w ramach korekty rocznej kosztów osieroconych dla roku 2009 dalszej kwoty dodatniej (+) 3.588.350,00 zł ponad ustaloną w wyroku kwotę dodatnią (+) 111.083.819,00 zł, a w konsekwencji ustalenie dla powoda dla roku 2009 wysokości korekty rocznej kosztów osieroconych w łącznej kwocie dodatniej (+) 114.672.169,00 zł, która podlega wypłaceniu (...) Spółce Akcyjnej z siedzibą w miejscowości Ś. przez (...) Spółka Akcyjna z siedzibą w W.. Ponadto powód wnosił o zasądzenie od pozwanego na rzecz powoda kosztów procesu, w tym kosztów zastępstwa procesowego, za drugą instancję według norm przepisanych.

Pozwany wnosił o oddalenie apelacji powoda i zasądzenie na jego rzecz kosztów procesu za drugą instancję.

Powód wnosił o oddalenie apelacji Prezesa URE oraz zasądzenie od pozwanego na rzecz powoda kosztów zastępstwa procesowego według norm przepisanych.

Sąd Apelacyjny zważył, co następuje:

Apelacja pozwanego podlegała uwzględnieniu częściowo, natomiast apelacja powoda – jako bezzasadna – podlegała oddaleniu w całości.

Przede wszystkim jednak wskazać należy, iż z uwagi na to, że w komparacji zaskarżonego wyroku została wskazana błędna data zaskarżonej decyzji Prezesa URE – na podstawie art. 350 § 1 i 3 k.p.c. Sąd Apelacyjny sprostował oczywistą omyłkę pisarską wyroku poprzez zamieszczenie prawidłowej daty decyzji.

Aby w pełni móc ocenić istotę problemu występującego w sprawie niniejszej nie można pominąć tła historycznego, które zaważyło na obecnie panujących stosunkach w polskiej energetyce i spowodowało konieczność podejmowania przez organ regulacyjny działań, przejawiających się w wydawaniu wobec określonych przedsiębiorców energetycznych decyzji dotyczących ustalania rocznej korekty kosztów osieroconych.

W połowie lat 90. polski rząd postanowił uruchomić program mający na celu modernizację polskiego sektora energii elektrycznej oraz dostosowanie go do obowiązujących w Europie Zachodniej standardów technicznych i standardów w dziedzinie ochrony środowiska naturalnego. W celu wdrożenia tego programu Polska wszczęła postępowanie konkursowe, mające doprowadzić do wyboru projektów nowych lub zmodernizowanych zakładów wytwarzania energii elektrycznej. Projekty te uzyskiwałyby długoterminowe umowy sprzedaży mocy i energii elektrycznej dla posiadanych mocy wytwórczych. Decyzję o postępowaniu przetargowym podjęło Ministerstwo Przemysłu i Handlu, a było ono prowadzone pod jego kontrolą przez (...) SA (...) - państwowego operatora sieci elektroenergetycznej. W dokumentacji i specyfikacji technicznej postępowania wymieniano trzy cele projektu: dostarczanie taniej energii elektrycznej, utrzymanie racjonalnego poziomu bezpieczeństwa dostaw oraz podniesienie standardów ochrony środowiska naturalnego i zapobieganie pogarszaniu się jego stanu, z uwzględnieniem wymogów integracji między Polską a Europą Zachodnią. Przy ocenie ofert przyjęto szereg kryteriów, między innymi: wydajność projektu, wielkość nakładów kapitałowych, działania proekologiczne, zastosowanie sprawdzonych technologii oraz wykorzystanie stabilnych i bezpiecznych źródeł paliw. W wyniku negocjacji w latach 1996-1998 doszło do zawarcia kontraktów (umów) długoterminowych zakupu energii (KDT) z kilkoma spółkami lub grupami spółek, w celu zapewnienia dla nich wiarygodności finansowej, która pozwalałaby im zebrać odpowiednie fundusze na inwestycje. Na podstawie umów zakupu energii (KDT), (...) zobowiązały się do zakupienia określonej ilości energii elektrycznej po z góry ustalonych cenach od wytwórców energii przez okres dochodzący do dwudziestu jeden lat. W zależności od wytwórcy, KDT miały wygasać w okresie od 2005 do 2027 r. (por. część wstępna Decyzji Komisji Wspólnot Europejskich 2009/287/WE z dnia 25 września 2007 r. w sprawie pomocy państwa udzielonej przez Polskę w ramach umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej oraz pomocy państwa, której Polska planuje udzielić w ramach rekompensaty z tytułu dobrowolnego rozwiązania umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej, notyfikowana jako dokument nr C(2007) 4319, Dz.U.UE.L.2009.83.1 oraz część wstępna Decyzji Komisji Europejskiej z dnia 23 listopada 2005 r. POMOC PAŃSTWA – POLSKA, Pomoc państwa C 43/2005 (ex N 99/2005) – koszty osieroczone, Zaproszenie do przedkładania uwag zgodnie z art. 88 ust. 2 Traktatu WE, Dz. U.UE C 2006/C 52/08). Elektrownia (...) S.A. była jednym z wytwórców, z którymi (...) zawarła taką umowę.

System umów długoterminowych umożliwił wytwórcom pozyskanie znacznych środków bez konieczności bezpośredniego zaangażowania ich właściciela – Skarbu Państwa. Wytwórcy zaciągnęli kredyty na łączną kwotę ponad 20 mld zł, zaś zabezpieczenie spłaty tych kredytów w większości stanowiły przelewy przyszłych wierzytelności wytwórców do (...) S.A., wynikających z umów długoterminowych o zapłatę należności za dostarczaną energię elektryczną. Do 2006 r. spłacona została przez wytwórców ponad połowa zadłużenia. Umowy długoterminowe były elementem stabilizującym sektor wytwarzania energii w czasie transformacji ustrojowej. Pozwoliły one na pozyskanie finansowania dla najlepszych projektów inwestycyjnych. W przeważającej liczbie przypadków inwestycje te zostały już zrealizowane, co spowodowało zwiększenie bezpieczeństwa energetycznego kraju oraz, dzięki zastosowanym nowoczesnym technologiom, zmniejszenie emisji szkodliwych substancji do środowiska (tak: uzasadnienie projektu ustawy o zasadach pokrywania kosztów powstałych u wytwórców w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej, przyjętej przez Sejm w dniu 29 czerwca 2007 r., druk sejmowy 1340, www.sejm.gov.pl, LEX).

W miarę liberalizacji rynku energii elektrycznej, system umów długoterminowych zaczął negatywnie wpływać na jego rozwój i na sposób funkcjonowania branży elektroenergetycznej, a pośrednio i całej polskiej gospodarki. Energia elektryczna objęta KDT była w zasadzie wyłączona z obrotu na wolnym rynku, gdyż była kupowana przez jeden podmiot – (...) S.A. Stan taki oznaczał, że polski rynek obrotu (pośrednictwa w obrocie) energią elektryczną był zdominowany przez (...) S.A., która to spółka skupowała większość energii dostępnej w kraju i następnie odsprzedawała ją zakładom energetycznym lub nielicznym dużym odbiorcom końcowym, na warunkach wynikających z taryfy hurtowej. Zakłady energetyczne dostarczały następnie energię elektryczną do odbiorców końcowych na warunkach wynikających z taryf detalicznych. Część kosztów wytwórców wynikających z nakładów poniesionych na realizację wspomnianych inwestycji, zawartych było w cenie kupowanej od nich energii na podstawie umów długoterminowych. Pozostała część tych kosztów była przenoszona na odbiorców końcowych w ramach kosztów przesyłu energii, w postaci składnika wyrównawczego stawki systemowej opłat przesyłowych. W konsekwencji,

umowy długoterminowe powodowały, oprócz ograniczenia wolnego rynku, występowanie subsydiowania między różnymi rodzajami działalności, co miało także wpływ na zwiększanie cen energii.

Pomimo istnienia ekonomicznych i prawnych warunków pozwalających na ukształtowanie się w Polsce konkurencyjnego rynku obrotu energią elektryczną, rynek taki de facto nie istniał. Obok energii objętej umowami długoterminowymi, kilkanaście procent energii wytwarzanej w Polsce to podlegająca obligatoryjnemu zakupowi energia elektryczna wytwarzana przez elektrociepłownie w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła oraz energia wytwarzana ze źródeł odnawialnych. Segment rynku, który można było uznać za w pełni konkurencyjny, był zatem niewielki. Cen ukształtowanych w ramach obrotu tą częścią energii nie można więc było uznawać za rynkowe w pełnym rozumieniu tego słowa. Utworzona w 1999 r. giełda energii także nie pełniła istotnej roli, ponieważ wolumen energii, której dotyczyły transakcje na niej zawierane, był mały. Ponieważ (...) S.A. były w Polsce dominującym pośrednikiem w hurtowym obrocie energią elektryczną, ważny w innych krajach sektor gospodarki – przedsiębiorstwa zajmujące się obrotem energią elektryczną – nie odgrywał w Polsce istotnej roli z uwagi na to, że zbyt mało energii elektrycznej pozostawało poza umowami długoterminowymi, aby przedsiębiorstwa te mogły rozwinąć swoją działalność. Obowiązywanie umów długoterminowych ograniczało też w praktyce obowiązywanie zasady TPA, tj. prawa odbiorcy do swobodnego wyboru podmiotu, od którego kupuje energię i odpowiadającego temu prawu obowiązkowi przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się przesyłaniem lub dystrybucją energii zapewnienia odbiorcom świadczenia usług przesyłowych na zasadzie równego traktowania, w celu dostarczenia do nich energii elektrycznej zakupionej u wybranego sprzedawcy (por. uzasadnienie projektu ustawy, op. cit.).

Po wstąpieniu Polski do Unii Europejskiej powyższa sytuacja w polskim sektorze energetycznym stała się przedmiotem zainteresowania Komisji Europejskiej, która decyzją z dnia 23 listopada 2005 r. zatytułowaną „Pomoc państwa C 43/2005 (ex N 99/2005) – koszty osieroczone, Zaproszenie do przedkładania uwag zgodnie z art. 88 ust. 2 Traktatu WE” (opubl. Dz. U.UE C 2006/C 52/08), na podstawie art. 4.4 i 6 rozporządzenia Rady (WE) nr 659/1999 ustanawiającego szczegółowe zasady stosowania art. 93 Traktatu (20), wszczęła formalne postępowanie wyjaśniające w sprawie zgodności KDT i Projektu Ustawy o rozwiązaniu KDT ze wspólnym rynkiem. Oceniając wstępnie oba te środki Komisja doszła bowiem do przekonania, iż KDT stanowiły pomoc państwa dla wytwórców energii będących stronami KDT, w rozumieniu art. 87 ust. 1 Traktatu WE, bowiem zapewniały korzyść jego beneficjentom, były selektywne, zakłócały lub zagrażały zakłóceniem konkurencji i wpływały na wymianę handlową pomiędzy Państwami Członkowskimi oraz były przyznane przy użyciu zasobów państwowych.

Komisja uznała, że KDT stanowiły korzyść gospodarczą dla wytwórców energii objętych taką umową, bowiem wszystkie KDT gwarantowały zwrot z inwestycji, jak również zysk poprzez gwarantowany zakup energii po gwarantowanej cenie przez gwarantowany okres czasu. Dzięki KDT wytwórcy byli zwolnieni z opłat, jakie musieliby zazwyczaj ponosić w normalnych warunkach rynkowych (na przykład w normalnych warunkach rynkowych koszty stałe prawdopodobnie nie zawsze mogłyby być pokryte z dochodów zakładu). Komisja uznała, że powyższe warunki KDT stawiły wytwórców objętych tymi umowami w korzystniejszym położeniu gospodarczym od sytuacji innych wytwórców energii, nie objętych KDT, w tym ewentualnych nowych uczestników rynku, a także od innych porównywalnych sektorów działalności, gdzie takie umowy długoterminowe nie były nawet proponowane uczestnikom rynku. W ocenie Komisji ceny, za które (...) nabywały energię objętą kontraktami, wydawały się być wyższe od ceny hurtowej dla (...), jaka z reguły wystąpiłaby, gdyby wytwórcy energii musieli konkurować o sprzedaż swoich produktów. Ponadto samo państwo nie zachowywało się jak prywatny inwestor w normalnych warunkach rynkowych, jeśli zawierało KDT na niezwykle długie okresy i na cenę wyższą od cen rynkowych, zwłaszcza że na niestabilnym rynku energii elektrycznej trudno było przewidzieć ewolucję cen na więcej niż kilka lat.

Zdaniem Komisji KDT stanowiły środek selektywny, bowiem był on dostępny jedynie dla określonych przedsiębiorstw określonego sektora. Zgodnie zaś z orzecznictwem Trybunału nawet taki środek, który faworyzowałby cały sektor w stosunku do innych sektorów gospodarki będących w porównywalnej sytuacji, musi być uznany za stanowiący selektywną korzyść dla tego sektora.

Odnosząc się do kolejnego kryterium w ocenie stosowanego środka jako pomocy publicznej, tj. zakłócenia konkurencji i wpływu na wymianę handlową, Komisja podnosiła, iż rynki energii elektrycznej zostały otwarte dla konkurencji, zaś energia elektryczna jest przedmiotem wymiany handlowej między Państwami Członkowskimi, co najmniej od czasu wejścia w życie dyrektywy 96/92/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 19 grudnia 1996 r. dotyczącej wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej. Środki, które faworyzują przedsiębiorstwa sektora energetycznego w jednym Państwie Członkowskim mogą więc zakłócać zdolność przedsiębiorstw z innych Państw Członkowskich do eksportowania energii elektrycznej do tego Państwa Członkowskiego, bądź faworyzować eksport energii elektrycznej do innych Państw Członkowskich. Odnosi się to szczególnie do Polski, która jest położona centralnie w Europie i jej sieci są podłączone lub mogą być z łatwością podłączone do sieci kilku obecnych Państw Członkowskich.

W ocenie Komisji zawieranie KDT należało zakwalifikować jako pomoc udzielaną z zasobów państwowych i środki stosowane w ramach tej pomocy należało przypisać państwu, bowiem (...), operator sieci będący w całości własnością państwa, zawarły umowy długoterminowe zakupu energii elektrycznej gwarantujące zwrot z inwestycji i zysk dla wytwórców energii będących stronami umów. Będąc świadoma, że sektor wytwarzania energii w Polsce był w połowie lat 90-tych w sytuacji, w której istniała pilna potrzeba nowych inwestycji, zatem bezpieczeństwo zaopatrzenia, modernizacja infrastruktury, poprawa standardów ochrony środowiska oraz zdolność do współpracy z zachodnioeuropejskimi systemami elektroenergetycznymi ustalono za główne cele państwa – Komisja zauważyła, że fakt wystąpienia konieczności udzielenia pomocy w celu stworzenia dla uczestników rynku bodźca do tego, aby działali oni zgodnie z określonym interesem publicznym, jest właśnie kluczowym elementem pomocy państwa .

Z uwagi na powyższe okoliczności Komisja na wstępnym etapie postępowania uznała, że przedmiotowy środek stanowił pomoc państwa w rozumieniu art. 87 ust. 1 Traktatu WE dla producentów energii elektrycznej, którzy zawarli KDT z (...). Rozważając zaś dopuszczalność kontynuowania tej pomocy w świetle przepisów Traktatu Wspólnoty Europejskiej, Komisja stwierdziła, że wszystkie KDT – z wyjątkiem jednego – nie mogą być uznane za istniejącą pomoc po przystąpieniu w rozumieniu art. 88 ust. 1 Traktatu WE, ponieważ KDT nie były zgłoszone Komisji zgodnie z art. 88 ust. 3 Traktatu WE. **Komisja uznała zatem, że są one pomocą przyznaną bezprawnie w rozumieniu art. 1 lit. f) rozporządzenia** Rady (WE) nr 659/1999 z dnia 22 marca 1999 r. określającego szczegółowe zasady stosowania art. 93 Traktatu WE.

Ustosunkowując się do polskiego projektu ustawy o zasadach pokrywania kosztów powstałych u wytwórców w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej, Komisja uznała, że rekompensaty, które mogą być wypłacane z tytułu rozwiązania umów długoterminowych (KDT) zgodnie z tym projektem, są pomocą państwa w rozumieniu art. 87 ust. 1 Traktatu WE. Zdaniem Komisji rekompensaty spowodują zachowanie części lub całości przewagi konkurencyjnej, która została opisana w odniesieniu do KDT, są więc również korzyścią konkurencyjną, która pozostaje selektywna i jednocześnie wpływa na wymianę handlową pomiędzy Państwami Członkowskimi. Ponadto – skoro rekompensaty będą wypłacane przez (...) i/lub spółkę zależną (...), w pełni kontrolowane przez państwo (tak samo jak KDT) – angażują one również środki państwowe, gdyż wypłata rekompensat przez (...) będzie finansowana przy użyciu wpływów z nałożonej przez państwo opłaty o charakterze parafiskalnym, przekazywanych (...) lub organowi wyznaczonemu w tym celu przez państwo. Wpływy z takich opłat same są już środkami państwowymi, co dodatkowo wzmacnia pogląd, że rekompensaty mają charakter środków państwowych, przewidzianych w ustawie. Rekompensaty spełniają więc kumulatywne kryteria mieszczące się w definicji pomocy państwa w rozumieniu art. 87 ust. 1 Traktatu WE. Ponieważ – w odróżnieniu od KDT – rekompensaty zostały zgłoszone Komisji zgodnie z art. 88 ust. 3 Traktatu WE, dlatego stanowią one zgłoszoną pomoc w rozumieniu art. 2 rozporządzenia Rady (WE) nr 659/1999 z dnia 22 marca 1999 r. określającego szczegółowe zasady stosowania art. 93 Traktatu WE.

Komisja uznała pomoc pokrywającą koszty osierocone za pomoc dozwoloną w rozumieniu w art. 87 ust. 3 lit. c) Traktatu., gdyż taka pomoc przyczynia się do rozwoju sektora elektroenergetycznego, ponieważ wspiera przechodzenie od rynków w przeważającym stopniu zamkniętych ku rynkom częściowo zliberalizowanym – **jednakże pod warunkiem, że spowodowane przez tę pomoc zakłócenia konkurencji będą**

ograniczone w czasie i pod względem ich skutków. Komisja zauważyła, iż, według polskich władz, głównym celem KDT było zmodernizowanie polskiej sieci elektroenergetycznej i dostosowanie jej do celów ochrony środowiska, co również stanowi cele uznane przez Wspólnotę. Ponadto – zdaniem Komisji – liberalizacja sektora elektroenergetycznego musi rzeczywiście być osiągnięta w zrównoważony sposób, który zachowuje te cele. Aby zapewnić jednakowe warunki na wewnętrznym rynku, Komisja ustanowiła szereg reguł i limitów dla takiej pomocy. Reguły te są określone w komunikacie Komisji dotyczącym metodologii analizowania pomocy państwa związanej z kosztami osieroconymi

(zwanej dalej »Metodologią«), zaś celem tych zasad jest zapewnienie możliwości udzielenia wsparcia beneficjentom w sektorze elektroenergetycznym, gdy jest to niezbędne do umożliwienia im utrzymania procesu liberalizacji, przy jednoczesnym zapewnieniu, że **sam cel osiągnięcia wolnego rynku jest spełniony.**

Na wstępnym etapie swojej analizy Komisja miała poważne wątpliwości, czy pomoc państwa udzielona polskim wytwórcom energii elektrycznej poprzez KDT, a także pomoc państwa udzielona poprzez rekompensaty w razie likwidacji KDT w ramach Projektu Ustawy, spełnia warunki Metodologii, z przyczyn szczegółowo w decyzji przedstawionych. Dlatego też komisja wezwała stronę polską do udzielenia szczegółowych informacji, przedstawienia swojego komentarza i zajęcia stanowiska, a także do niezwłocznego przesłania kopii pisma Komisji beneficjentom przedmiotowych środków. Komisja zwróciła uwagę Rzeczypospolitej Polskiej na art. 14 rozporządzenia Rady (WE) nr 659/1999, który stanowi, że **wszelka bezprawnie przyznana pomoc może podlegać zwrotowi przez jej odbiorcę** (por. uzasadnienie cytowanej decyzji Komisji Europejskiej z dnia 23 listopada 2005 r.).

Po uzyskaniu wyjaśnień i stanowiska władz polskich oraz niektórych przyszłych beneficjentów pomocy państwa w zakresie kosztów osieroconych, Komisja Europejska w dniu 25 września 2007 r. (a zatem już po uchwaleniu i ogłoszeniu cyt. ustawy z dnia 29 czerwca 2007 r. o zasadach pokrywania kosztów powstałych u wytwórców w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej) wydała Decyzję (notyfikowaną jako dokument nr C(2007) 4319) w sprawie pomocy państwa udzielonej przez Polskę w ramach umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej oraz pomocy państwa, której Polska planuje udzielić w ramach rekompensaty z tytułu dobrowolnego rozwiązania umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej (Decyzja Komisji 2009/287/WE, Dz.U.UE L z dnia 28 marca 2009 r.). W powyższej Decyzji Komisja potwierdziła swoje założenia zawarte w Decyzji z 2005 r. o wszczęciu postępowania, dotyczące oceny KDT oraz rozwiązań przyjętych w ustawie o rozwiązaniu KDT, stwierdzając, iż kontrakty długoterminowe sprzedaży mocy i energii elektrycznej zawarte między (...) SA i spółkami wymienionymi w załączniku 1 do Ustawy o zasadach pokrywania kosztów powstałych u wytwórców w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej, stanowią, od daty przystąpienia Polski do Unii Europejskiej, pomoc państwa w rozumieniu art. 87 ust. 1 Traktatu WE na rzecz wytwórców energii elektrycznej, przyznana bezprawnie oraz niezgodną ze wspólnym rynkiem (art. 1 ust. 1 i 2 decyzji). Natomiast rekompensaty przewidziane w ustawie, zdaniem Komisji, stanowią pomoc państwa w rozumieniu art. 87 ust. 1 Traktatu WE udzielaną na rzecz wytwórców wymienionych w załączniku 2 do tej Ustawy, zgodną ze wspólnym rynkiem zgodnie z metodologią kosztów osieroconych. Maksymalna kwota rekompensaty przewidziana w Ustawie to kwota, **po potrąceniu całkowitego dochodu uzyskiwanego dzięki aktywom w ramach umów długoterminowych i dostępnego do pokrycia kosztów inwestycji** (art. 4 ust. 1-3 decyzji). W myśl artykułu 5 Decyzji do dnia 31 stycznia 2008 r. polskie władze miały poinformować Komisję o środkach podjętych przez Polskę w celu wykonania tej decyzji a następnie przedkładać coroczne sprawozdania z wprowadzania tej decyzji w życie.

W motywach Decyzji (344) Komisja wyjaśniła, iż artykuł 87 ust. 3 lit. c) Traktatu (TWE) przewiduje możliwość uzyskania zgody na pomoc państwa przeznaczoną na ułatwienie rozwoju niektórych sektorów gospodarki, o ile nie zmienia ona warunków wymiany handlowej w zakresie sprzecznym ze wspólnym interesem. Wobec powyższego Komisja opracowała szereg wytycznych i komunikatów wyjaśniających, w jaki sposób będzie stosować derogację zawartą w tym artykule – w tym także Komunikat Komisji Dotyczący metodologii analizy pomocy państwa związanej z kosztami osieroconymi (List Komisji SG (2001)D/290869 z dnia 6.8.2001), zwany dalej Metodologią kosztów osieroconych lub Metodologią. Wskazania zawarte w tym dokumencie muszą więc być brane pod uwagę przy

dokonywaniu wykładni przepisów cytowanej ustawy z dnia 29 czerwca 2007 r. o zasadach pokrywania kosztów powstałych u wytwórców w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej.

Metodologia kosztów osieroconych przewiduje dwuetapową ocenę pomocy przeznaczonej na rekompensatę kosztów osieroconych. Pierwszy etap, omówiony w sekcji 3 metodologii, dotyczy definicji kosztów kwalifikowanych, z czym wiąże się w szczególności obliczanie maksymalnej wielkości rekompensaty, jaka może zostać przyznana. Etap drugi, ujęty w sekcji 4 metodologii, dotyczy mechanizmu obliczania rzeczywistej rekompensaty, która ma zostać wypłacona na poczet kosztów osieroconych, **przy uwzględnieniu faktycznego rozwoju konkurencji na rynku.**

Zgodnie z pkt 3.1 metodologii kosztów osieroconych przy wypłacie maksymalnej rekompensaty uwzględniono jedynie inwestycje, które zakończono przed datą wejścia w życie dyrektywy 96/92/WE w Polsce, to jest dniem przystąpienia Polski do UE. W wyjątkowych przypadkach brane pod uwagę były również inwestycje podejmowane przed datą przystąpienia Polski do UE, ale niezakończone w momencie przystąpienia, jednak jedynie w zakresie, w jakim Polska mogła udowodnić Komisji, że ukończenie tych inwestycji oraz dochody uzyskiwane z wykorzystania ich rezultatów doprowadziłyby do zmniejszenia kwoty kosztów osieroconych w szerszym stopniu niż wstrzymanie prac (motyw 349). Zgodnie z pkt 3.3 metodologii kosztów osieroconych wspomniane inwestycje są bardzo znaczące i mogą spowodować bardzo duże straty, zagrażające dalszemu funkcjonowaniu zainteresowanych przedsiębiorstw, jeśli nie zostałyby w jakiś sposób zrekompensowane (motyw 351). Wpływ kosztów osieroconych ocenia się na poziomie grup skonsolidowanych, co pozwala na odpowiednie uwzględnienie wszystkich skutków liberalizacji dla grupy, zarówno pozytywnych, jak i negatywnych. Mechanizm ten doprowadzi do wykluczenia nowych inwestycji, o ile nie mają one ewidentnie charakteru inwestycji zastępczych. Komisja uważa, że nowe inwestycje w sektorze mają podstawowe znaczenie dla dobrego funkcjonowania rynku i nie mogą być wstrzymywane ze względu na rekompensaty za koszty osierocone (motyw 352). Zgodnie z pkt 3.4 metodologii kosztów osieroconych kwoty przeznaczone przez beneficjentów na podjęte inwestycje nie mogą zostać wycofane. Nie ma żadnej innej możliwości odzyskania kosztów inwestycji w elektrownię niż poprzez jej eksploatację albo sprzedanie po cenie, która nie może być wyższa niż dochód, jaki dana elektrownia może osiągnąć, sprzedając swoją energię elektryczną na rynku (motyw 353).

Zgodnie z pkt 3.6 metodologii kosztów osieroconych polskie władze przedstawiły Komisji wykaz kosztów, które mają zostać pokryte za pomocą rekompensat, w sytuacji, gdy dochody elektrowni nie wystarczają na ich pokrycie. Po przeanalizowaniu tych kategorii kosztów Komisja doszła do wniosku, że **rekompensaty nie będą przekraczać kwot koniecznych do pokrycia niedostatecznej kwoty zwrotu z inwestycji przez okres eksploatacji nowych aktywów, w razie potrzeby wraz z rozsądną marżą zysku.** Przy obliczaniu maksymalnej wysokości rekompensaty przyjęto wiele założeń ekonomicznych, w tym w szczególności bazową cenę rynkową odpowiadającą cenie, jaką gotowy byłby zaoferować podmiot wchodzący na polski rynek. (...) Jeśli rzeczywista cena rynkowa będzie niższa niż przewidywana bazowa cena rynkowa, przy obliczaniu rekompensaty uwzględniona zostanie bazowa cena rynkowa. Komisja uważa, że ten sposób obliczania rekompensat za koszty osierocone, który jest identyczny ze sposobem stale przez nią stosowanym, uwzględnia koszty gospodarcze, które odpowiadają faktycznie zainwestowanym (motyw 355).

Zgodnie z pkt 3.7 metodologii kosztów osieroconych, w metodzie obliczania rekompensat uwzględniono dochody uzyskiwane dzięki przedmiotowym aktywom. Maksymalna kwota rekompensaty to kwota po potrąceniu dochodów uzyskiwanych w przeszłości dzięki aktywom i dostępnych do pokrycia kosztów inwestycji, jak również przepływów pieniężnych elektrowni od 2007 r. do daty wygaśnięcia KDT, dostępnych do pokrycia kosztów inwestycji. Wszystkie te dochody uwzględnia się od dnia zawarcia KDT, a cała pomoc państwa otrzymana od dnia 1 maja 2004 r. jest z konieczności ujęta w odjętych kwotach (motyw 356). Zgodnie z pkt 3.8 metodologii kosztów osieroconych wartość pomocy udzielonej w przeszłości na dane aktywa, a w szczególności pomoc inwestycyjna, została odliczona od maksymalnych rekompensat (357). Zgodnie z pkt 3.10 metodologii kosztów osieroconych przy obliczaniu maksymalnej rekompensaty bierze się pod uwagę koszty zamortyzowane przed wejściem w życie dyrektywy 96/26/WE w Polsce (359). Zgodnie z pkt 3.11 metodologii kosztów osieroconych

rekompensaty zostały obliczone przy uwzględnieniu rozwiązania najmniej obciążającego pod względem gospodarczym dla państwa (360).

Koszty osierocone, o których mowa w Ustawie, są ściśle powiązane z inwestycjami w elektrownie, które nie mogą zostać odzyskane ze względu na liberalizację wewnętrznego rynku energii elektrycznej (362). Są to inwestycje wyjątkowo długofalowe (od 15 do nawet 30 lat), w których bardzo istotną rolę odgrywają zmiany w cenach energii elektrycznej, a te trudno przewidzieć, w szczególności w okresie przechodzenia na w pełni zliberalizowany rynek. Kosztów takich inwestycji nie można odzyskać, jeśli ceny elektryczności są niższe, niż ceny przewidywane w momencie budowy elektrowni (363).

Komisja przeanalizowała także, czy pomoc przewidziana w Ustawie spełniła warunki określone pkt 4.1-4.6 metodologii kosztów osieroconych. I tak – zgodnie z pkt 4.1 metodologii kosztów osieroconych maksymalne kwoty rekompensat zostały obliczone dla wyraźnie określonych i pojedynczych elektrowni (...). Rekompensaty rzeczywiście wypłacone nie będą przekraczać takich maksymalnych kwot (367).

Zgodnie z pkt 4.2 metodologii kosztów osieroconych kwota faktycznie wypłaconych rekompensat uwzględniać będzie rzeczywiste zmiany w bazowych danych gospodarczych, w szczególności ceny energii elektrycznej (...). Jeśli więc rzeczywiste ceny energii elektrycznej będą się różnić od bazowej ceny rynkowej, o której jest mowa w motywie 355, kwota rzeczywistych rekompensat zostanie odpowiednio zmieniona (368).

Zgodnie z pkt 4.4 metodologii kosztów osieroconych bazowa cena rynkowa uwzględniona w motywie 355 z czasem znacznie wzrasta, **prowadząc do sytuacji, w której kwota wypłacanych rekompensat będzie podlegać pewnym obniżeniom, co Komisja uważa za korzystne (370).**

W świetle powyższych uwag Komisja stwierdziła, że Ustawa odpowiada kryteriom określonym w pkt 4.1-4.6 metodologii kosztów osieroconych, co oznacza, iż metoda wydatkowania faktycznych kwot płatności z tytułu kosztów osieroconych jest zgodna z tą metodologią. Zdaniem Komisji pomoc przeznaczona na zrekompensowanie kwalifikowanych kosztów osieroconych spełnia kryteria zawarte w metodologii kosztów osieroconych i w związku z tym można ją uznać za zgodną ze wspólnym rynkiem.

Odnosząc powyższe rozważania do okoliczności niniejszej sprawy, należy więc – przy dokonywaniu wykładni przepisów Ustawy o zasadach pokrywania kosztów... – kierować się założeniami przyjętymi w powyższych dokumentach Komisji Europejskiej, tj. traktować wypłatę rekompensaty w postaci korekty kosztów osieroconych, jako pomoc publiczną, która może być udzielana przez Państwo przy zachowaniu określonych wymagań, aby mogła być uznana za zgodną ze wspólnym rynkiem. Stosowany system finansowania nie może więc zainicjować skutków, które są sprzeczne z celami Dyrektywy 96/92/EC albo z interesem Wspólnoty, uwzględniającym m.in. ochronę konsumenta, swobodny przepływ towarów i usług oraz konkurencję. System finansowania nie może wywoływać skutków odstrasżających inne przedsiębiorstwa lub nowe podmioty od wchodzenia na pewne krajowe bądź regionalne rynki.

Zdaniem Sądu Apelacyjnego przede wszystkim więc podkreślić trzeba, iż pomoc powyższa została uznana za dozwoloną w rozumieniu w art. 87 ust. 3 lit. c) Traktatu, gdyż przyczynia się ona do rozwoju sektora elektroenergetycznego, ponieważ wspiera przechodzenie od rynków w przeważającym stopniu zamkniętych ku rynkom częściowo zliberalizowanym (konkurencyjnym). Jednakże warunkiem udzielania tej pomocy jest, aby spowodowane przez tę pomoc zakłócenia konkurencji były ograniczone w czasie i pod względem ich skutków, a ponadto przy jednoczesnym zapewnieniu, że **sam cel osiągnięcia wolnego rynku jest spełniony**. System płatności tej pomocy musi zatem uwzględniać przyszły rozwój konkurencji, a ponieważ zmiany w warunkach konkurencji mają bezpośredni skutek dla sumy odpowiednich kosztów osieroconych, suma wypłaconej pomocy powinna być uwarunkowana rozwojem prawdziwej konkurencji.

Skoro więc system rekompensat kosztów osieroconych musi być traktowany jako wspomagający konkurencję na rynku sprzedaży energii elektrycznej, zatem nie może on wynagradzać zachowań zakłócających ten rynek. Za dozwoloną

pomoc nie może być więc uznana taka pomoc, która jest przeznaczona na wyrównanie kosztów osieroconych, nie spełniająca kryteriów określonych w Metodologii albo zagrażająca zniekształceniami konkurencji pozostającymi w sprzeczności ze wspólnym interesem z następujących powodów:

- pomoc nie jest związana z odpowiednimi kosztami osieroconymi mieszczącymi się w definicji kosztów osieroconych lub z jasno określonymi i zindywidualizowanymi kosztami osieroconymi albo przekracza sumę odpowiednich kosztów osieroconych (pkt 4.7 Metodologii);

- suma pomocy nie wydaje się być ściśle dostosowana do różnic pomiędzy ekonomicznymi i rynkowymi założeniami wstępnie przyjętymi przy szacowaniu kosztów osieroconych a rzeczywistymi ich zmianami w czasie (pkt 4.9 Metodologii).

Z powyższego wynika, iż pomoc udzielana w ramach Ustawy o rozwiązaniu KDT służy jedynie pokryciu tych kosztów, których pokrycie nie jest możliwe przez wytwórcę, który działa na rynku konkurencyjnym i nie zakłóca tego rynku, bądź też nie zagraża zniekształceniem konkurencji. Definicja kosztów osieroconych zawarta jest w art. 2 pkt 12 Ustawy - koszty osierocone są to wydatki wytwórcy niepokryte przychodami uzyskanymi ze sprzedaży wytworzonej energii elektrycznej, rezerw mocy i usług systemowych na rynku konkurencyjnym po przedterminowym rozwiązaniu umowy długoterminowej, wynikające z nakładów poniesionych przez tego wytwórcę do dnia 1 maja 2004 r. na majątek związany z wytwarzaniem energii elektrycznej.

Przy różnych możliwych interpretacjach obowiązujących przepisów Ustawy o rozwiązaniu KDT, pamiętać należy, iż z uwagi na charakter rekompensat jako pomocy publicznej, tj. udzielanej ze środków państwowych, w pkt 3.11 metodologii kosztów osieroconych przyjęto założenie, że rekompensaty mają być obliczone przy uwzględnieniu rozwiązania najmniej obciążającego pod względem gospodarczym dla państwa (motyw 360 decyzji z 2007). W konsekwencji będą one musiały być skalkulowane z uwzględnieniem najbardziej oszczędnego rozwiązania (przy braku jakiegokolwiek pomocy) z punktu widzenia zainteresowanego przedsiębiorstwa.

Z założeniem przyjęcia najbardziej oszczędnego rozwiązania rekompensaty kosztów osieroconych, wiązał się także obowiązek polskiego ustawodawcy zapewnienia mechanizmu stopniowego obniżania kwot wypłacanych rekompensat (por. pkt 4.4. Metodologii). Chodziło bowiem o uwzględnienie zmieniających się warunków w sektorze energetycznym, w tym postępującej liberalizacji rynku i związanej z tym zmiany czynników wpływających na stabilność sytuacji przedsiębiorstw energetycznych będących wytwórcami objętymi KDT (w tym zmiany cen surowców w stosunku do zakładanych cen bazowych), zwiększenia produktywności tych wytwórców dzięki dokonany inwestycjom w ramach KDT, a także dzięki nowym inwestycjom. Celowi temu służyć ma treść art. 33 Ustawy. Ustęp 1 tego artykułu stanowi bowiem, iż „ 1. obliczając korekty, o których mowa w art. 30 ust. 1 i 2 oraz art. 31 ust. 1, uwzględnia się tylko jednostki wytwórcze wymienione w załączniku nr 7 do ustawy do czasu, gdy wartość nakładów inwestycyjnych na daną jednostkę wytwórczą, poniesionych od dnia 1 stycznia 2005 r. nie przekroczy:

1) 100 % wartości księgowej netto tej jednostki wytwórczej na dzień 1 stycznia 2005 r. dla jednostek wytwórczych należących do wytwórcy;

2) 50 % wartości księgowej netto dla jednostek nienależących do wytwórców.”

Zgodnie zaś z ustępem 3 tego artykułu: „ 3. W przypadku gdy korekta, o której mowa w art. 30 ust. 1 i 2 lub w art. 31 ust. 1, jest dokonywana za okres obejmujący niepełny rok kalendarzowy, do jej obliczania przyjmuje się ułamekową część wielkości określonych dla danego roku w załącznikach nr 3 i 5 do ustawy, równą stosunkowi liczby dni, za które jest obliczana ta korekta w danym roku, i liczby dni w tym roku.”

Przechodząc do oceny zarzutów podniesionych w apelacjach obu stron, zdaniem Sądu Apelacyjnego słuszny był podniesiony w apelacji pozwanego zarzut naruszenia art. 30 ust. 1 w zw. z art. 27 ust. 4 w zw. z art. 33 ust. 1 ustawy o rozwiązywaniu KDT poprzez sprzeczne z tymi przepisami uwzględnienie w kalkulacji korekty rocznej kosztów osieroconych powoda dla roku 2009 kosztów generowanych przez jednostki wytwórcze, które przed wejściem w życie

ustawy o rozwiązywaniu KDT spełniły warunek wskazany w art. 33 ust. 1 pkt 1 tej ustawy. Treść przepisu art. 33 ust. 1 Ustawy została bowiem zinterpretowana przez Sąd pierwszej instancji niezgodnie z założeniami określonymi w przytoczonych wyżej szczegółowo trzech dokumentach wydanych przez Komisję Europejską – Decyzji z 2005 r., Decyzji z 2007 r. i Metodologii kosztów osieroconych z 2001 r.

Sąd Okręgowy uznał, że zgodnie z ustawą o rozwiązaniu KDT, wytwórcy otrzymali prawo do pokrywania kosztów osieroconych, o których mowa art. 2 pkt 12 ustawy o rozwiązaniu KDT, rozumianych jako zobowiązania ciężące na przedsiębiorcach energetycznych wynikających z przeprowadzonych inwestycji, długoterminowych umów na zakup paliw lub energii lub umów zawartych z pracownikami. Ponadto Sąd ten uznał za słuszne stanowisko powoda, że „podejmował decyzje o rozwiązaniu KDT w oparciu o gwarancje wynikające z ustawy o rozwiązaniu KDT”, a w ustawie sposób korekty jest przewidziany w art. 30 ust. 1 przy zastosowaniu danych podlegających podstawieniu z załącznika nr 3 i 5 do ustawy. Przy opisie wzoru $Koz3(i-l)$ ustawodawca odnosi się do danego wytwórcy, a nie do jednostek danego wytwórcy. Podobnie przy opisie wzoru $\Delta Wdk(i-l)$ wskazano sposób obliczenia różnicy wartości wyniku finansowego wprowadzając możliwość korygowania tylko o amortyzację, natomiast nie o ilość jednostek wytwórczych, jednostki wytwórcze wymienione w załączniku nr 7 do ustawy uwzględnia się zgodnie z art. 33 do czasu, gdy wartość nakładów inwestycyjnych na daną jednostkę wytwórczą, poniesionych od dnia 1 stycznia 2005 r. nie przekroczy 100 % wartości księgowej netto tej jednostki wytwórczej na dzień 1 stycznia 2005 r. Wówczas, zdaniem Sądu pierwszej instancji, można dokonać korekty o której mowa w art. 33 ust. 3 tej ustawy, opierając się na ułamkowych wielkościach z załączników nr 3 i 5, odpowiadającą stosunkowi liczby dni do liczby dni w roku. Konkludując, w ocenie Sądu Okręgowego, korekta nie zakłada proporcjonalności obliczeń w odniesieniu do jednostek wytwórczych, tylko w odniesieniu do czasu. Nawet stopniowe nieuwzględnianie jednostek wytwórczych z załącznika nr 7 z powodu przekroczenia nakładów inwestycyjnych nie zmienia danych z załącznika nr 3 i 5. Wartości określone w załącznikach nr 3 i 5 zostały przypisane wytwórcy, a nie jednostkom wytwórczym. Ponadto, ustawa nie wprowadza metodologii obliczenia korekty za okres, w którym nakłady inwestycyjne na daną jednostkę wytwórczą z załącznika nr 7 przekroczyły 100 % wartości księgowej netto tej jednostki na dzień 1 stycznia 2005 r.

Odmawiając słuszności pogładowi Prezesa URE, iż przepis art. 33 ust. 1 nie stanowi podstawy do zastosowania „klucza” przy obliczaniu rocznej korekty kosztów osieroconych według sposobów określonych w art. 30 ust. 1 i 2 Ustawy, tj. proporcjonalności obliczeń wszystkich danych uwzględnionych w załącznikach nr 3 i 5 do Ustawy (a odnoszących się do Elektrowni (...) S.A.) w stosunku do udziału, jaki przypada na jednostki wytwórcze wymienione w załączniku nr 7 podlegające uwzględnieniu w obliczaniu rocznej korekty kosztów osieroconych (tj. takie jednostki wytwórcze, na które nakłady poniesione od 1 stycznia 2005 r. nie przekroczyły 100 % wartości księgowej netto tych jednostek) – Sąd pierwszej instancji nie wyjaśnił, na czym w takim razie miałyby polegać zastosowanie przepisu art. 33 ust. 1 Ustawy.

W ocenie Sądu Apelacyjnego, skoro w myśl art. 33 ust. 1 Ustawy przy obliczaniu korekty rocznej kosztów osieroconych uwzględnia się tylko jednostki wytwórcze wymienione w załączniku nr 7 do ustawy do czasu, gdy wartość nakładów inwestycyjnych na daną jednostkę wytwórczą, poniesionych od dnia 1 stycznia 2005 r. nie przekroczy 100 % wartości księgowej netto tej jednostki wytwórczej na dzień 1 stycznia 2005 r. dla jednostek wytwórczych należących do wytwórcy – oznacza to, że w przypadku, gdy nakłady te przekroczą 100 % tej wartości dla określonych jednostek, koszty generowane przez te jednostki (zarówno nakłady inwestycyjne, jak i koszty funkcjonowania tych jednostek) nie mogą być podstawą do kalkulowania kosztów osieroconych. Dlatego też słusznie podnosił pozwany w swojej apelacji, iż nie można zgodzić się z poglądem Sądu Okręgowego, że: „nawet stopniowe nieuwzględnianie jednostek wymienionych w załączniku nr 7 z powodu przekroczenia nakładów inwestycyjnych nie zmienia danych z załącznika nr 3 i 5” – tym bardziej, że z uzasadnienia zaskarżonego wyroku w żaden sposób nie wynika, jak miałyby wyglądać owo „nieuwzględnianie jednostek wymienionych w załączniku nr 7 z uwagi na przekroczenie nakładów inwestycyjnych”. Trafnie więc argumentował pozwany, iż skoro w przypadku Elektrowni (...) z jednostek wytwórczych wymienionych w załączniku nr 7 do Ustawy, wartość nakładów inwestycyjnych poniesionych od 1 stycznia 2005 r. na bloki (...), (...), (...), (...) przed dniem 1 stycznia 2009 r. przekroczyła ich wartość księgową netto według stanu na 31 grudnia 2004 r., to jednostki te nie zostały uwzględnione w korekcie rocznej kosztów osieroconych obliczanych dla tego wytwórcy za rok 2009 r. W przypadku powoda należało więc uwzględnić tylko jednostki wytwórcze Elektrowni (...) - bloki (...) i

(...) w okresie od dnia 1 stycznia do dnia 31 grudnia 2009 r. oraz bloki nr (...) i (...) w okresie od dnia 1 stycznia do dnia 31 maja 2009 r. Moc osiągalna tych jednostek wytwórczych stanowiła 53,5% mocy wszystkich jednostek wytwórczych powoda w 2009 r.

Z materiału zgromadzonego w sprawie wynika, iż uzasadnione jest twierdzenie pozwanego, że ustalenie wartości prognozy kosztów osieroconych określonej w załączniku 3 do ustawy oraz wartości wyniku finansowego określonego w załączniku 5 do ustawy odbyło się przy założeniu, że 100% mocy osiągalnych wytwórcy będzie w 2009 r. generowało koszty osierocone. Na etapie prac nad programem pomocy publicznej, podstawą do kalkulacji maksymalnej wysokości kosztów osieroconych dla każdego roku trwania kontraktu długoterminowego, dla każdego z wytwórców uczestniczących w tym programie, była bowiem wielkość mocy poszczególnych wytwórców. Moc stanowiła podstawę do wyznaczenia planowanej produkcji energii elektrycznej w warunkach rynkowych.

Powód twierdził, że jeszcze na etapie tworzenia projektu ustawy wiadomym było, że nakłady inwestycyjne na większość jednostek wytwórczych powoda wymienionych w załączniku nr 7, poczynione od 1 stycznia 2005 r. przekroczyły 100 % wartości księgowej netto ustalonej na dzień 1 stycznia 2005 r., co - zdaniem powoda - miałyby przemawiać, że wartości określone w załącznikach nr 3 i 5 były przez ustawodawcę ustalane ze świadomością takiej sytuacji i wobec tego w całości winny być uwzględniane przy obliczaniu rocznej korekty kosztów osieroconych za rok 2009. Tymczasem w sprawie nie zostało wykazane, aby ustawodawca na etapie tworzenia projektu ustawy taką wiedzą dysponował, zwłaszcza że takiej wiedzy nie miał również pozwany, który powziął informację na ten temat dopiero w toku postępowania o ustalenie rocznej korekty kosztów osieroconych za 2009 r. Zauważyć przy tym należy, iż załącznik nr 7 do Ustawy stanowi „WYKAZ JEDNOSTEK WYTWÓRCZYCH UWZGLĘDNIONYCH W KALKULACJI KOSZTÓW OSIEROCONYCH WYTWÓRCÓW I UWZGLĘDNIANYCH W KOREKTACH KOSZTÓW OSIEROCONYCH”, natomiast załącznik nr 3 do Ustawy zawiera „Kwoty kosztów osieroconych dla danego roku dla wyniku finansowego prognozowanego w załączniku nr 5 (w tys. zł na dzień 1 stycznia 2007 r.)”, zaś załącznik nr 5 do Ustawy określa „PROGNOZOWANĄ WARTOŚĆ WYNIKU FINANSOWEGO NETTO Z DZIAŁALNOŚCI OPERACYJNEJ, SKORYGOWANEGO O AMORTYZACJĘ, DOSTĘPNEGO DO OBSŁUGI ZAINWESTOWANEGO KAPITAŁU WŁASNEGO I OBCEGO (W TYS. ZŁ)”. Oznacza to jednoznacznie, iż przy określaniu wysokości kosztów osieroconych dla danego roku i przy prognozowaniu wyników finansowych na dane lata ustawodawca musiał uwzględniać wszystkie jednostki wytwórcze przypisane do danego przedsiębiorcy, wymienione w załączniku nr 7 – tak w zakresie kosztów przez te jednostki generowanych, jak i osiągniętych dzięki tym jednostkom dochodów.

Prawidłowe zatem zastosowanie art. 33 ust. 1 pkt 1 ustawy o rozwiązaniu KDT wymagało przyjęcia niepełnych wartości z załączników 3 i 5, tj. skorygowanych o wskaźnik 53,5%, ustalony na podstawie stosunku mocy osiągalnych w jednostkach wytwórczych uczestniczących w 2009 r. w programie pomocy publicznej do mocy osiągalnej wszystkich jednostek wytwórczych, które były uwzględnione w załącznikach 3 i 5. Słusznie podnosił pozwany, iż gdyby Prezes URE nie skorygował tych wartości o ten wskaźnik, oznaczałoby to wypłatę nadmiernej pomocy publicznej w stosunku do kosztów osieroconych faktycznie poniesionych przez powoda. Wynika to ze specyfiki wzoru na korektę roczną kosztów osieroconych określonego w art. 30 ust. 1 w zw. z art. 33 ust. 1 pkt 1 ustawy o rozwiązaniu KDT. Wzór ten przewiduje, że należna kwota kosztów osieroconych wytwórcy uzależniona jest od kwoty kosztów osieroconych prognozowanych w załączniku 3, pomniejszonej o różnicę pomiędzy rzeczywistym a prognozowanym w załączniku 5 wynikiem finansowym wytwórcy. Im niższy jest wynik rzeczywisty w stosunku do wyniku prognozowanego, tym wyższa jest należna w danym roku pomoc publiczna. Gdyby więc przyjąć prognozę z załączników 3 i 5 dla 100% mocy osiągalnych powoda, podczas gdy wynik rzeczywisty może być obliczony tylko dla jednostek wytwórczych stanowiących 53,5% mocy zainstalowanych powoda, to byłoby to równoznaczne z przyjęciem, że 100% jednostek wytwórczych jest uprawnione w 2009 r. do generowania kosztów osieroconych. Tymczasem zarówno wynik finansowy, jak również nakłady na majątek wytwórczy w odniesieniu do 46,5% majątku powoda nie mogą, zgodnie art. 33 ust. 1 pkt 1 ustawy, stanowić podstawy do kalkulacji faktycznie należnych powodowi kosztów osieroconych. Klucz podziału - 53,5% - policzony został w oparciu o dane, które powód przedłożył w trakcie postępowania administracyjnego w sprawie korekty rocznej.

Podkreślić należy, iż mechanizm korekty kosztów osieroconych ma na celu właściwe zweryfikowanie przyjętych w modelu (tj. załącznikach nr 3 i 5) założeń z rzeczywistością i odniesienie kwoty kosztów osieroconych do aktualnej sytuacji wytwórcy. I chociaż ustawa rzeczywiście nie przewiduje korekty danych zawartych w załącznikach poprzez zmianę założeń do modelu i nowe wyliczenia wielkości określonych w załącznikach, jednakże dopuszcza przyjęcie niepełnej wartości kwot określonych w tych załącznikach, chociażby poprzez brzmienie art. 33 ust. 1 i ust. 3 Ustawy.

Z uzasadnienia projektu Ustawy wynika, iż ustawodawca zakładał, że część nakładów inwestycyjnych poczynionych do 1 maja 2004 r. w ramach KDT, po rozwiązaniu tych umów zostanie pokryta z przychodów uzyskiwanych na wolnym rynku, a pozostała część – jako koszty osierocone – będzie pokrywana na zasadach określonych w Ustawie. Tymczasem uwzględnienie w korekcie kosztów osieroconych nakładów inwestycyjnych na 100 % majątku wytwórczego powoda oznaczałoby – co trafnie podnosił pozwany - że nakłady inwestycyjne na jednostki wytwórcze, które przed wejściem w życie ustawy spełniły warunek określony w art. 33 ust. 1 pkt 1 Ustawy, stają się w 100% kosztem osieroconym, mimo że w rzeczywistości nakłady te zostały pokryte przychodami uzyskanymi ze sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej w tych jednostkach wytwórczych. Takie stanowisko jest sprzeczne zarówno z Ustawą, jak również ogólnymi zasadami udzielania pomocy publicznej, w tym zakazem jej udzielania w kwocie przekraczającej minimalną niezbędną wysokość. W tym przypadku nie jest uzasadnione, aby dla jednostek wytwórczych, które spełniły warunek określony w art. 33 ust. 1 pkt 1, koszty osierocone były wyższe (poprzez pominięcie w ich obliczeniu osiągniętych rzeczywiście przychodów), niż wynikające z definicji określonej w art. 2 pkt 12 ustawy o rozwiązaniu KDT. Taka interpretacja jest też niezgodna z obliczeniem kosztów osieroconych wynikającym z art. 27 ust. 1 Ustawy. Zgodnie z tym przepisem od nakładów inwestycyjnych należy odjąć osiągnięte wyniki finansowe z wytwarzania energii elektrycznej. W obliczeniu kosztów osieroconych dla powoda za 2009 r. nie można było uwzględnić rzeczywistych wyników finansowych osiągniętych przez jednostki wytwórcze powoda - bloki (...),(...), bloki (...),(...) oraz bloki (...),(...).

W ocenie Sądu Apelacyjnego – z uwagi na powyższą argumentację – apelacja pozwanego zasługiwała na uwzględnienie w powyższym zakresie.

Nie uzasadnione natomiast było stanowisko powoda, iż taka interpretacja art. 33 ust. 1 sprzeczna jest z celami ustawy i przede wszystkim ze stanowiskiem Komisji wyrażonym w Decyzji z 2007 r., wydanej już po uchwaleniu Ustawy. Powód podnosił, iż Komisja nie wymagała od władz polskich stosowania wskaźnika mocowego do danych z załącznika 3 i 5 w przypadku, gdy wartość nakładów inwestycyjnych na daną jednostkę przekroczy wielkości wskazane w art. 33 Ustawy. Orzekając o zgodności Ustawy KDT w jej obecnym kształcie z obowiązującymi zasadami udzielania pomocy publicznej, Komisja Europejska знаła tekst Ustawy KDT i wydała Decyzję KE w oparciu o aktualny tekst Ustawy KDT. Zdaniem powoda Ustawa KDT w obecnym brzmieniu (tj. w brzmieniu, które nie przewiduje stosowania wskaźnika mocowego) nie budziła zastrzeżeń Komisji, która jest organem zatwierdzającym taką pomoc publiczną, zatem stosowanie Ustawy nie wiąże się z udzieleniem „nadmiernej” czy „nieadekwatnej” pomocy publicznej, na którą wskazuje Prezes URE jako przyczynę zastosowania wskaźnika. Zdaniem powoda dostosowaniu wysokości pomocy publicznej do wyników osiągniętych przez powoda służy wyłącznie wzór (algorytm) zawarty w art. 30 ust. 1 Ustawy KDT. Arbitralne stosowanie przez Prezesa URE „wskaźnika mocowego w wysokości 53,5%” w procesie kalkulacji korekty rocznej, z powołaniem się na rzekome błędy ustawodawcy, stanowi naruszenie zasad, na jakich nastąpiło dobrowolne rozwiązanie KDT. Powód podkreślił, iż program pomocy publicznej zawarty w Ustawie KDT jest w pierwszym rzędzie rekompensatą (odszkodowaniem) rządu Rzeczypospolitej Polskiej za przedterminowe, dobrowolne rozwiązanie KDT przez wskazanych w Ustawie wytwórców, które to KDT zostały zawarte z tymi wytwórcami w latach 90-tych XX wieku jako gwarancje udzielone wytwórcom w zamian za przeprowadzenie przez nich kosztownych inwestycji zapewniających realizację polityki Polski w zakresie bezpieczeństwa energetycznego, obniżenia kosztów wytwarzania energii elektrycznej i zrównoważonego rozwoju. Sam powód zdecydował się na rozwiązanie wiążącego go KDT w zaufaniu do treści Ustawy KDT - w szczególności do wskazanej wielkości rekompensaty z tytułu takiego rozwiązania. Zdaniem powoda zawarte w Ustawie KDT reguły obliczania należnej Powodowi rekompensaty, nie przewidują stosowania wskaźnika mocowego do danych zawartych w Załącznikach nr 3 i 5 Ustawy KDT i nie mogą być arbitralnie zmieniane przez Prezesa URE, który jako organ wykonawczy nie jest uprawniony ani do stanowienia prawa i zmiany obowiązujących reguł udzielania rekompensaty, ani do weryfikowania zgodności udzielanej rekompensaty

z obowiązującymi regułami udzielania pomocy publicznej. Na rozprawie apelacyjnej strona powodowa powoływała ponadto argument, iż stosowanie sposobu obliczania rocznej korekty kosztów osieroconych przy uwzględnieniu „klucza podziału”, prowadzi do sytuacji, iż wytwórca podlegający przepisom tej ustawy jest w istocie karany za czynienie po dniu 1 stycznia 2005 r. nakładów na jednostki wytwórcze objęte załącznikiem nr 7, czyli za dbałość o utrzymanie tych jednostek w należyłym stanie i zachowanie ich zdolności produkcyjnych, skoro przez osiągnięcie dobrych wyników finansowych, umożliwiających czynienie tych nakładów, zostaje zmniejszona należna mu wysokość rekompensaty w ramach korekty kosztów osieroconych.

Przyznać należy rację powodowi, iż Komisja Europejska nie narzucała polskiemu ustawodawcy obowiązku stosowania „wskaźnika mocowego” do danych określonych w załączniku nr 3 i 5 do Ustawy. Jednocześnie jednak powód sam przyznał, iż przed wydaniem Decyzji z 2007 r. tekst uchwalonej już Ustawy był Komisji znany i zaakceptowany jako rozwiązanie zgodne z Metodologią i celami wspólnego rynku. Oznacza to, iż zaakceptowane zostało przez Komisję także zastosowanie przepisu art. 33 ust. 1 Ustawy, ograniczającego wysokość korekty rocznej kosztów osieroconych jedynie do tych jednostek, na które nakłady inwestycyjne poniesione od 1 stycznia 2005 r. nie przekroczyły 100 % wartości księgowej netto według stanu na dzień 1 stycznia 2005 r. Skoro bowiem Przedsiębiorca był zdolny z dochodów wypracowanych przez daną jednostkę wytwórczą, czynić na tę jednostkę dalsze nakłady inwestycyjne, to oznacza, iż w tym zakresie nie powstały koszty osierocone podlegające rekompensacie na podstawie przepisów Ustawy.

Czynienie zarzutów o rzekomym „karaniu” przedsiębiorców za osiągnięcie dobrych wyników finansowych i dbałość o własne jednostki wytwórcze, wynika – zdaniem Sądu Apelacyjnego – z niezrozumienia do końca istoty środka przewidzianego w Ustawie i jego charakteru oraz celów, jakim ma on służyć. Przypomnieć trzeba, iż same KDT zostały uznane za niedozwoloną pomoc publiczną, a to oznacza, iż na art. 14 rozporządzenia Rady (WE) nr 659/1999, wszelka bezprawnie przyznana pomoc może podlegać zwrotowi przez jej odbiorcę (por. uzasadnienie cytowanej decyzji Komisji Europejskiej z dnia 23 listopada 2005 r.). Zatem w istocie wytwórcy objęci KDT nie mieli innego wyboru, jak rozwiązać KDT na zasadach wynikających z Ustawy. Celem zaś rekompensat przewidzianych w tej nie jest zapłata „odszkodowania” w cywilistycznym znaczeniu tego słowa za przedwczesne rozwiązanie KDT, ale udzielenie wytwórcom wsparcia niezbędnego z punktu widzenia zachowania przez nich zdolności do funkcjonowania w warunkach zliberalizowanego rynku wytwarzania energii – poprzez pokrycie tych kosztów, które nie mogły zostać pokryte przez samych przedsiębiorców. Z istoty i charakteru tego środka jako formy pomocy publicznej dla określonego kręgu wytwórców wynika natomiast obowiązek minimalizowania udzielanej pomocy i udzielania jej rzeczywiście w niezbędnym zakresie – pod rygorem obowiązku zwrotu przez beneficjenta pomocy udzielonej mu niezgodnie z obowiązującymi zasadami. Z istoty zliberalizowanego rynku wynika bowiem, iż podmioty w nim uczestniczące winny mieć stworzone jednakowe warunki, aby mogły skutecznie ze sobą konkurować, zaś przyznawana pomoc publiczna zapewnia jej beneficjentowi przewagę konkurencyjną, co jest z kolei sprzeczne z zasadami wspólnego rynku. Dlatego pomoc ta – aby nie zakłócać skutecznej konkurencji – musi być uzasadniona szczególnymi okolicznościami i być ograniczona do niezbędnego minimum, tak co do czasu jej trwania, jak i wysokości przyznanych środków. Brak stopniowego zmniejszania kwoty pomocy – stanowił jeden z argumentów przemawiających wg Komisji Europejskiej za uznaniem KDT jako pomoc bezprawną (motywy 303 i 304 decyzji). Komisja stwierdziła bowiem, iż: „ Pomocy udzielanej na podstawie KDT nie ujęto w żadne racjonalne ramy czasowe. KDT mają obowiązywać przez bardzo długi okres, zbliżony do planowego okresu eksploatacji przeciętnej elektrowni. Ponadto KDT nie zawierają żadnych postanowień, które przewidywałyby stopniowe zmniejszanie kwoty pomocy. Gwarantowane ilości nabywanej energii nie zmniejszają się, ceny zaś są indeksowane, co zazwyczaj oznacza, że wzrastają, a nie podlegają jakimkolwiek obniżkom. Niezależnie od upływu czasu nie zmniejsza się również gwarancja zysku ani jej zakres.” Natomiast przepis art. 33 ust. 1 Ustawy pozwala osiągnąć skutek oczekiwany przez Komisję, tj. ograniczanie pomocy w czasie i co do wysokości.

Uzyskiwanie jak najlepszych wyników finansowych i przeznaczanie osiągniętych dochodów na ulepszanie posiadanych środków trwałych jest normalnym zachowaniem przedsiębiorcy w warunkach zliberalizowanego rynku. Oznacza to pośrednio, iż cel Ustawy został osiągnięty, skoro na rynku konkurencyjnym nawet podmioty obciążone długoterminowymi zobowiązaniami są w stanie uzyskiwać dochody pozwalające na czynienie dalszych nakładów

inwestycyjnych. Oczekiwanie ze strony przedsiębiorcy, iż pomimo osiągania dochodów pozwalających mu na pokrywanie chociaż częściowo kosztów powstałych w związku z rozwiązaniem KDT, pomoc państwa w postaci korekty rocznej kosztów osieroconych będzie mu nadal przyznawana w wielkości założonej modelowo w ustawie (lub w wysokości zbliżonej do maksymalnej) – stanowi natomiast przejaw zachowania sprzecznego z celami ustawy i udzielanej na jej podstawie pomocy publicznej (cele te i charakter środka przewidzianego ustawą były wyczerpująco przedstawione w początkowej części rozważań Sądu drugiej instancji), gdyż zmierza do utrzymania, a nawet zwiększania przewagi konkurencyjnej nad podmiotami nie korzystającymi z takiej pomocy. Ponadto przedstawiona przez powoda argumentacja sprzeczna jest z literalnym brzmieniem art. 33 ust. 1 Ustawy oraz samą definicją kosztów osieroconych. Z powyższych więc przyczyn – zdaniem Sądu Apelacyjnego – argumentacja ta nie mogła być uznana za trafną przy dokonywaniu wykładni przepisów Ustawy.

W ocenie Sądu Apelacyjnego słuszne natomiast było stanowisko powoda prezentowane w odwołaniu i podzielone przez Sąd pierwszej instancji, w odniesieniu do zaliczenia kosztów nabycia uprawnień do emisji CO₂ jedynie w zakresie transakcji dokonanych po cenach najniższych oraz w odniesieniu do zastosowania przez Prezesa URE art. 37 ust. 1 pkt 3 i ust. 3 Ustawy poprzez przyjęcie, że odchylenie średniej ceny sprzedawanej energii elektrycznej przez powoda w 2008 r. o ponad 5% w dół od średniej ceny rynkowej dla przedsiębiorstw energetycznych o zbliżonych parametrach technicznych wytwarzania energii w tym samym roku kalendarzowym było spowodowane przyczynami zależnymi od powoda, co skutkowało zmniejszeniem kwoty rekompensaty o 896.863 zł. W tym zakresie - w ocenie Sądu Apelacyjnego – apelacja pozwanego podlegała oddaleniu jako niezasadna.

Zarzucając naruszenie art. 30 ust. 1 w zw. z art. 27 ust. 4 w zw. z art. 2 pkt. 12 ustawy o rozwiązywaniu KDT poprzez sprzeczne z tymi przepisami uwzględnienie wydatków na pokrycie kosztów zakupu brakujących uprawnień do emisji CO₂ w kwocie wyższej niż konieczna dla zakupu brakującej ilości uprawnień, pozwany podkreślił, iż powód powinien podejmować takie działania, aby wydatki na zakup uprawnień do emisji CO₂ nie powiększały kwoty należnej pomocy publicznej. Dlatego też Prezes URE przyjął średnią cenę z najtańszych transakcji zakupu całej ilości uprawnień służącej do pokrycia niedoboru, pomijając tylko najdroższe transakcje zakupu dokonane ponad potrzebną ilość uprawnień, które nie służyły pokryciu istniejącego niedoboru. Sąd pierwszej instancji natomiast obliczył wydatki Spółki związane z zakupem brakujących w roku 2009 uprawnień do emisji CO₂ jako iloczyn liczby brakujących Uprawnień, przypadających w roku 2009 na jednostki wytwórcze uwzględniane w korekcie rocznej kosztów osieroconych oraz średnioważonej ceny Uprawnień nabywanych przez Spółkę w poszczególnych transakcjach w okresie od 1 maja 2009 r. do 30 kwietnia 2010 r. Zdaniem Sądu Apelacyjnego Sąd pierwszej instancji trafnie uznał, że do pokrycia niedoborów Uprawnień zostały wykorzystane w równym stopniu Uprawnienia pochodzące ze wszystkich transakcji zawieranych przez Spółkę, bowiem nie ma podstaw do przyjęcia, że do pokrycia niedoborów mogły zostać wykorzystane w sposób ekonomicznie uzasadniony jedynie Uprawnienia pochodzące z transakcji zakupu przewidujących najniższe ceny transakcyjne, z pominięciem Uprawnień pochodzących z transakcji o najwyższych cenach transakcyjnych. Uprawnienia nie są oznaczone co do tożsamości zatem nie można stwierdzić, które z Uprawnień nabytych w poszczególnych transakcjach zakupu zostały wykorzystane przez Spółkę w celu wywiązania się z obowiązku rozliczenia emisji i umorzenia Uprawnień. W szczególności nie można stwierdzić, że do wywiązania się z obowiązku rozliczenia emisji i umorzenia Uprawnień zostały użyte wyłącznie Uprawnienia nabyte w transakcjach o najniższych cenach transakcyjnych. Stąd wydatki na nabycie Uprawnień powinny zostać skalkulowane w oparciu o średnią cenę zakupu Uprawnień ze wszystkich transakcji w wyznaczonym okresie. Brak jest przy tym przesłanek do zakwestionowania stanowiska powoda, iż zakup Uprawnień przez Spółkę w okresie od 1 maja 2009 r. do 30 kwietnia 2010 r. w ilości wyższej, aniżeli niedobory przypadające na rok 2009, wynikał z potrzeby zabezpieczenia Uprawnień dla Spółki na kolejne lata rozliczeniowe (w tym rok 2010, w którym zakupy były dokonywane) i nie był traktowany przez Spółkę jako inwestycja (w celu dalszej odsprzedaży), ani też nie był dokonywany w celu uzyskania dodatkowych korzyści, w tym zwiększenia pomocy należnej na podstawie Ustawy, zaś moment zakupu oraz ilość Uprawnień wynikały z prowadzonych przez Spółkę analiz co do bieżącego i przyszłego zapotrzebowania Spółki na Uprawnienia, jak również co do aktualnych i prawdopodobnych przyszłych cen Uprawnień. Zauważyć przy tym należy, iż ceny Uprawnień ulegają stałym zmianom w czasie. Jest więc akceptowalne stanowisko powoda, iż prowadząc działalność w oparciu o reguły ekonomiczne, Spółka nabywa Uprawnienia po najniższych dostępnych dla siebie cenach, w

oparcia własne zapotrzebowanie na Uprawnienia i prowadzone analizy rynkowe co do bieżących i przewidywanych przyszłych cen Uprawnień. Stąd nie można zasadnie twierdzić, iż zakup Uprawnień po cenach najwyższych spośród ogółu transakcji zawartych przez Spółkę w danym okresie (tj. od 1 maja 2009 r. do 30 kwietnia 2010 r.), stanowił przejaw działania jedynie w celu zwiększenia należnej pomocy publicznej, ale wynikał ze zmieniających się w czasie cen rynkowych Uprawnień.

Pozwany zarzucił także naruszenie przez Sąd pierwszej instancji art. 37 ust. 3 w zw. z art. 37 ust. 1 pkt 3 ustawy o rozwiązaniu KDT poprzez uznanie, że Prezes URE w trakcie dokonywania korekty dla 2009 roku powinien był dokonać oceny średnich cen, o których mowa w art. 37 ust. 1 pkt 3 ustawy o rozwiązaniu KDT, dla roku 2009 a nie dla roku 2008, gdy tymczasem w treści przepisu art. 37 ust. 3 mowa jest o „najbliższej korekcie” (dla „danego roku kalendarzowego” - art. 37 ust. 1 pkt 3). Zdaniem Sądu Okręgowego, „dany rok kalendarzowy”, o którym mowa w art. 37 ustawy o rozwiązaniu KDT, za który Prezes URE dokonuje porównania średnich cen sprzedaży energii elektrycznej sprzedawanej przez wytwórcę oraz przedsiębiorstwa energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania energii elektrycznej na terytorium Rzeczypospolitej, o zbliżonych parametrach technicznych wytwarzania energii, jest logicznym nawiązaniem do „roku kalendarzowego i”, o którym mowa w art. 30 ustawy o rozwiązaniu KDT. Ponadto, jak wynika z art. 28 ustawy o rozwiązaniu KDT, dane potrzebne do korekty przedstawia się za rok kalendarzowy poprzedzający rok, w którym są przekazywane. Na tej podstawie, Sąd Okręgowy doszedł do konkluzji, że dokonanie korekty rocznej kosztów osieroconych za 2009 r. wymagało dokonania oceny średnich cen za rok 2009, a nie 2008, albowiem korekta dla roku 2009 jest ustalana w 2010 roku. Tymczasem – zdaniem pozwanego – przy korekcie dotyczącej roku 2009 mógł on dokonać sprawdzenia, czy w stosunku do przedsiębiorcy w 2008 roku zachodziły okoliczności, o których mowa w art. 37 ust. 1 pkt 1-3. Zgodnie bowiem z art. 37 ust. 1 pkt 3 Ustawy o rozwiązaniu KDT „1. W przypadku gdy (...) 3) średnia cena sprzedawanej energii elektrycznej przez wytwórcę w danym roku kalendarzowym jest niższa o ponad 5 % od średniej ceny rynkowej liczonej dla przedsiębiorstw energetycznych wykonujących działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania energii elektrycznej na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej, o zbliżonych parametrach technicznych wytwarzania energii, w tym samym roku kalendarzowym - Prezes URE występuje do tego wytwórcy o przedstawienie pisemnych wyjaśnień w tym zakresie.” Natomiast ust. 3 tego artykułu stanowi: „3. Jeżeli Prezes URE na podstawie pisemnych wyjaśnień przedstawionych przez wytwórcę stwierdzi, że różnica, o której mowa w ust. 1, nie była spowodowana okolicznościami, za które wytwórca nie ponosi odpowiedzialności, niezwłocznie zawiadamia o tym pisemnie wytwórcę, a w najbliższej korekcie, o której mowa w art. 30 ust. 1, jeżeli jej wartość jest:

1) dodatnia - pomniejsza należną kwotę tej korekty, albo

2) ujemna lub równa zero - powiększa należną kwotę tej korekty

- o kwotę do 25% kosztów osieroconych określonych w załączniku nr 3 do ustawy dla roku, którego dotyczyły różnice, o których mowa w ust. 1, uwzględniając stopień zaniżenia wartości wyniku finansowego netto z działalności operacyjnej, o którym mowa w art. 27 ust. 3, oraz rodzaj i wielkość ujemnych następstw dla tego wytwórcy.” Pozwany twierdził zatem, iż porównanie brzmienia przepisów art. 37 ust. 3 oraz art. 37 ust. 1 pkt 3 tej ustawy daje możliwość przeprowadzenia takiego postępowania przez Prezesa URE przy najbliższej korekcie.

W ocenie Sądu Apelacyjnego treść artykułu 37 ust. 1 i 3 nie przesądza w sposób jednoznaczny o tym, czy porównanie cen ma dotyczyć roku, za który jest dokonywana korekta, czy roku poprzedzającego. Treść ustępu 3 nakazuje jedynie uwzględnić okoliczności wskazywane w ustępie 1 przy dokonywaniu najbliższej korekty. Skoro jednak roczna korekta kosztów osieroconych – w myśl art. 30 ust. 1 Ustawy – dokonywana jest do 31 lipca każdego roku kalendarzowego dla roku poprzedzającego dany rok kalendarzowy, zaś do 30 czerwca danego roku kalendarzowego przedsiębiorca ma obowiązek przekazać Prezesowi URE dane niezbędne do obliczenia korekt za rok kalendarzowy poprzedzający rok, w którym dane są przekazywane, to uprawniona jest interpretacja, iż porównanie cen sprzedaży energii przez wytwórcę z cenami sprzedaży innych wytwórców powinno dotyczyć danego roku kalendarzowego, za który dokonywana jest korekta. Okres 7 miesięcy następnego roku powinien bowiem być dla Prezesa URE wystarczający dla dokonania takiej analizy i wyciągnięcia odpowiednich wniosków, stąd też za „najbliższą korektę” o jakiej jest mowa w art. 37 ust. 3

Ustawy powinna być uznana korekta za poprzedni rok kalendarzowy. Ponieważ Prezes dokonał takiej oceny za rok 2008 r., nie zaś za rok 2009, za który to rok nie podał danych w tym zakresie – zdaniem Sądu Apelacyjnego należało uznać, iż nie zostało wykazane aby okoliczności, o jakich mowa w art. 37 ust. 1 pkt 3 wystąpiły w roku, za który była dokonywana korekta. Sąd drugiej instancji miał przy tym na uwadze, iż możliwość obniżenia kwoty rekompensaty przewidziana w art. 37 ust. 3 Ustawy z uwagi na wystąpienie przesłanek określonych w ust. 1 tego artykułu, stanowi sankcję finansową, zatem w takim przypadku powinny być zachowane wszelkie standardy zapewniające powodowi możliwość obrony jego stanowiska. Istniejące wątpliwości, których na danym etapie nie da się wyjaśnić, powinny być więc rozstrzygane na korzyść powoda.

Gdyby jednak uznać, iż porównanie cen, o których mowa w art. 37 ust. 1 pkt 3 mogło dotyczyć 2008 r. – tak jak przyjął to Prezes URE - to również należy podzielić stanowisko Sądu pierwszej instancji, iż ocena zachowania powodowej Spółki, która na początku tegoż roku zawarła umowę na sprzedaż przeważającego wolumenu energii wytworzonej w roku 2008, nie może być dokonywana ex post – w aspekcie ustalenia, czy chodzi o „okoliczności, za które wytwórca nie ponosi odpowiedzialności”. Trzeba mieć bowiem na uwadze, iż zawarcie takiej umowy gwarantowało powodowi odbiór przeważającej części produkowanej energii po cenie, która w tamtym okresie nie odbiegała w dół od cen rynkowych, zaś na początku roku 2008 r. trudno było przewidzieć, jak będzie kształtował się poziom cen przez cały rok. Wówczas bowiem wchodziło w życie szereg istotnych zmian prawa energetycznego, miało dojść do rozwiązania umów KDT, co prowadzić miało do uwolnienia obrotu energią, zatem ceny energii mogły zarówno ulec obniżeniu, jak i wzrostowi. Ceny energii ustalane w konkretnych transakcjach pomiędzy wytwórcami a przedsiębiorstwami obrotu stanowią tajemnicę handlową, która nie jest udostępniana innym uczestnikom rynku w danym momencie. Na brak możliwości przewidzenia kierunku zmian uwolnionych cen energii wskazywała także Komisja Europejska w motywach do obu decyzji omawianych wyżej. Nie można zatem powodowi czynić zarzutu, iż zawarł umowę po cenie, która później – z perspektywy czasu – okazała się nie być najwyższą na rynku, ani też twierdzić, iż w trakcie obowiązywania umowy powód powinien ją zerwać po to, aby sprzedawać energię innym podmiotom po bardziej korzystnych cenach.

Odnosząc się do apelacji powoda, wskazać należy, iż jest ona całkowicie nieuzasadniona i podlegała oddaleniu w całości.

W odwołaniu od zaskarżonej decyzji, wniesionym w ustawowym terminie powód wniósł o zmianę decyzji i ustalenie dla roku 2009 dla Powoda wysokości korekty rocznej kosztów osieroconych w kwocie dodatniej (+) 111 083 819 zł. Natomiast w piśmie procesowym z dnia 2 grudnia 2011 r., Powód zmienił żądanie zawarte w odwołaniu w ten sposób, że wniósł o zmianę decyzji i ustalenie dla Powoda korekty rocznej kosztów osieroconych w kwocie (+) 114 672 169 zł. W piśmie tym Powód powołał się na dokument pt. „Informacja w sprawie korekt kosztów osieroconych i korekt na pokrycie kosztów zużycia i kosztów odebranego i kosztów nieodebranego gazu ziemnego za 2010 rok - indywidualne rozliczenie pomocy publicznej” opublikowany przez Pozwanego w dniu 16 sierpnia 2011 r. Zaskarżonym wyrokiem Sąd Okręgowy uwzględnił odwołanie w pierwotnym brzmieniu, natomiast nie uwzględnił zmiany żądania Powoda zawartej w piśmie z dnia 2 grudnia 2011 r., wskazując że dokument w postaci informacji Prezesa URE, który stanowił podstawę do zmiany żądania został przez Powoda złożony z uchybieniem art. 479¹² k.p.c. Zaskarżając wyrok w części oddalającej odwołanie powód podnosił, iż zawarta w piśmie z dnia 2 grudnia 2011 r. zmiana wniosku w zakresie ustalenia wyższej kwoty korekty, nie stanowiła rozszerzenia powództwa, bowiem nie wykraczała poza zakres zaskarżenia decyzji wskazany w odwołaniu. Zmiana wniosku nie była także oparta na nowych zarzutach, ale była podyktowana wyłącznie uznaniem, że prawidłowa wykładnia przepisów Ustawy prowadzi do konkluzji, iż wysokość korekty rocznej kosztów osieroconych nie jest ograniczona wysokością kwoty wskazanej dla danego wytwórcy w załączniku nr 3 do Ustawy, zaktualizowanej zgodnie z art. 24 ust. 4 Ustawy.

Zdaniem Sądu Apelacyjnego argumentacja Sądu pierwszej instancji w zakresie żądania zawartego w piśmie powoda z dnia 2 grudnia 2011 r. jest całkowicie prawidłowa i Sąd drugiej instancji w pełni ją podziela. Poza kwestią prekluzji należy ponadto zauważyć, iż powód nie przedstawił sposobu wyliczenia żądanej wyższej kwoty, co uniemożliwiało weryfikację prawidłowości jej wyliczenia. Dokument w postaci „Informacji Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (nr (...)) w sprawie korekt kosztów osieroconych i (...) – indywidualne rozliczenie beneficjentów pomocy publicznej” z

dnia 16 sierpnia 2011 r. (k.212 akt sądowych), niczego w tej kwestii nie wyjaśniał, gdyż zawierał jedynie informację na temat korekty kosztów obliczonej dla 2010 r. Powód ponadto nie zastosował przy obliczaniu zmienionej kwoty korekty rocznej kosztów osieroconych „klucza podziału” 53,5 %, co – jak wcześniej Sąd Apelacyjny szczegółowo wywiódł – stanowiło wskaźnik decydujący przy ustalaniu prawidłowej kwoty korekty, z uwagi na konieczność zastosowania art. 33 ust. 1 Ustawy. Nawet gdyby więc przyjąć, iż podwyższenie maksymalnej kwoty kosztów osieroconych wskazanej dla danego wytwórcy w załączniku nr 3 do Ustawy, powinno się „przekładać” na wysokość korekty rocznej tych kosztów za rok 2009, to z pewnością podwyższenie kwoty tej korekty nie mogłoby nastąpić o kwotę żadaną w apelacji (tj. o 3.588.350 zł), w sytuacji gdy została ona obliczona według założeń przyjętych przy obliczaniu żądanej przez siebie pierwotnie kwoty 111.08.819 zł. Natomiast alternatywnej wysokości kwoty (obliczonej z zastosowaniem „klucza podziału”) powód nie wskazał, zaś Sąd nie dysponował danymi, na podstawie których można byłoby taką kwotę obliczyć.

Zdaniem Sądu Apelacyjnego przedstawiona wyżej argumentacja uzasadniała częściowe uwzględnienie apelacji pozwanego i na podstawie art. 386 § 1 k.p.c. zmianę zaskarżonego wyroku poprzez ustalenie korekty rocznej kosztów osieroconych za 2009 r. w kwocie dodatniej 16. 543.619 zł, wskazanej w tabeli zawartej w apelacji pozwanego – obliczonej przy zastosowaniu „klucza podziału 53,5 %” w odniesieniu do wielkości zawartych w załącznikach nr 3 i 5 do Ustawy, uwzględnianych przy obliczaniu rocznej korekty kosztów osieroconych za 2009 r. oraz przy uwzględnieniu cen średnich zakupu uprawnień do emisji CO₂, a także bez stosowania sankcji finansowej wynikającej z art.37 ust. 3 Ustawy – i oddalenie odwołania w pozostałym zakresie. Apelacja pozwanego w pozostałej części oraz apelacja powoda w całości podlegały oddaleniu na podstawie art. 385 k.p.c. O kosztach procesu – zarówno za pierwszą, jak i za drugą instancję Sąd Apelacyjny orzekł na podstawie art. 100 k.p.c., uznając, iż pozwany uległ jedynie w niewielkiej części.