
**Ustosunkowanie się EPC S.A.
do opinii prof. Wł. Mielczarskiego dotyczącej wykonywania projektu
dotyczącego zmian w zasadach zarządzania KSE i rynku bilansującym**

Sformułowane w niniejszym materiale uwagi odnoszą się do następujących dokumentów:

- [1] Wł. Mielczarski: *Sugestie kierunków prac nad zmianami dotyczącymi funkcjonowania rynku energii elektrycznej przygotowane dla Komitetu Sterującego*. Listopad 2003 r.
- [2] Wł. Mielczarski: *Opinia dotycząca wykonywania projektu dotyczącego zmian w zasadach zarządzania KSE i rynku bilansującym*. 12 grudnia 2003 r.
- [3] Wł. Mielczarski: *Opinia uzupełniająca do opinii z dnia 12 grudnia 2003*. 13 grudnia 2003 r.

W powyższych dokumentach ich Autor odnosi się do zagadnień merytorycznych związanych ze zmianami proponowanymi w zakresie dostępu i korzystania z KSE (opłaty przesyłowe), ze zmianami w zasadach działania rynku bilansującego oraz do samej formy realizacji określonych prac i prezentacji ich wyników. W związku z tym, poniższe uwagi zestawiono w podobnym układzie.

OPŁATY PRZESYŁOWE

Ustosunkowując się do opinii przedłożonych przez prof. Wł. Mielczarskiego, w zakresie opłaty infrastrukturalnej należy stwierdzić, że:

1. Nie jest prawdą, że opłata infrastrukturalna wyznaczana dla poszczególnych węzłów sieciowych składa się z dwóch elementów (takie stwierdzenie znalazło się w opinii [3]). Dla każdego węzła sieciowego w sieci zamkniętej opłata infrastrukturalna (jedna wartość) jest wyznaczana z zastosowaniem metody śledzenia rozpliwów mocy czynnej, na podstawie tzw. pracy poszczególnych elementów składowych sieci (linii, transformatorów, rozdzielni), będącej miarą stopnia wykorzystania sieci przez danego użytkownika (dany węzeł sieciowy).
2. Nieprawdą jest, że przy określaniu opłat infrastrukturalnych są wykorzystywane standardowe koszty infrastruktury. Węzłowe opłaty infrastrukturalne mają być określone na podstawie uzasadnionych kosztów infrastruktury sieciowej, zatwierdzanych poszczególnym przedsiębiorstwom sieciowym przez Prezesa URE (tak jak obecnie). W symulacjach zostały wykorzystane wartości przeciętne zatwierdzone przez Prezesa URE, natomiast nic nie stoi na przeszkodzie, aby uwzględnić zindywidualizowane wartości dla poszczególnych elementów sieci lub wartości odtworzeniowe dla tych elementów. Jednak wydaje się, że taki sposób kalkulacji opłat infrastrukturalnych nie znalazłby akceptacji Prezesa URE z uwagi na bardzo duże zróżnicowanie stawek opłat.
3. Fałszywym jest również twierdzenie, jakoby do rozwiązania zadania śledzenia rozpliwów mocy stosowano „*niezbyt nowe algorytmy*”, które mogą być niestabilne i powodować błędy w obliczeniach. Obliczenia wykonywane są najnowszym (z 2003 r.) programem powstałym na bazie programu PLANS. Zważywszy na to, że program PLANS jest jednym z głównych narzędzi stosowanych przez OSP w analizach sieciowych, twierdzenie o jego niestabilności i możliwości otrzymania błędnych wyników jest równoznaczne ze stwierdzeniem, że wszystkie inne analizy wykonywane z jego zastosowaniem mogą być błędne.

Ustosunkowując się do opinii przedłożonych przez prof. Wł. Mielczarskiego, w zakresie opłaty rynkowej należy stwierdzić, że:

1. Nie jest prawdziwe twierdzenie [1], że w obliczeniach stawek opłaty rynkowej korzysta się tylko z jednego układu normalnego. Obliczenia wykonywane są dla czterech układów normalnych odzwierciedlających cztery charakterystyczne stany pracy KSE (szczyt i dolina letnia oraz zimowa). W rozwiązaniu docelowym zaproponowano natomiast, aby ceny węzłowe określać dla każdej godziny doby na podstawie aktualnych układów pracy sieci i zgłoszonych ofert cenowych.
2. Nieprawdą jest, że stawka węzłowa dla danego węzła jest równa różnicy między funkcją celu (sumarycznym kosztem wytwarzania energii w systemie) w zadaniu rozdziału obciążeń po zwiększeniu i przed zwiększeniem zapotrzebowania w tym węźle. Dla danego węzła stawka węzłowa opłaty rynkowej jest równa różnicy między krótkookresową ceną węzłową w tym węźle a ceną w węźle wirtualnym. Przytoczona przez Autora definicja w przybliżeniu odpowiada natomiast definicji krótkookresowej ceny węzłowej (*LMP – Locational Marginal Price*).
3. Jest prawdą, że opłata rynkowa została zaproponowana po to, aby rzeczywiste koszty ograniczeń sieciowych wkomponować w proces rynkowy. Błędny jest natomiast stwierdzenie, że „w polskich warunkach, dobrze skonstruowane stawki węzłowe powinny zachęcać nabywców do kupowania energii w drogich elektrowniach, jak Łaziska czy Jaworzno, a dopiero później w tanich elektrowniach, jak Bełchatów czy PAK”. Dobrze skonstruowane stawki opłaty rynkowej powinny zachęcać odbiorców do kupowania energii w tych elektrowniach, których praca przyczynia się do zmniejszenia ponoszonych przez wszystkich uczestników rynku kosztów ograniczeń sieciowych. Taką cechą posiada zaproponowany system opłat rynkowych, w którym stawki opłaty zależą przede wszystkim od usytuowania węzłów odbiorczych i wytwórczych względem pojawiających się ograniczeń w przesyłce energii. Koszty ograniczeń sieciowych alokowane są w ten sposób na wszystkich użytkowników, którzy je powodują.
4. Nie jest prawdą, że do wyznaczania krótkookresowych cen węzłowych stosowany jest nieznanymi algorytm. W wykorzystywanym przez zespół autorski Politechniki Śląskiej programie MATPOWER [Zimmerman R., Gan D.: *MATPOWER – a MATLAB Power System Simulation Package*. Version 2.0, Cornell University, December 1997] stosowany jest algorytm MINOS [Murtagh B.A., Saunders M.A.: *MINOS 5.5 User's Guide*. Stanford University Systems Optimization Laboratory, Technical Report SOL 83-20R]. W praktyce wykorzystuje się w różnych krajach różne programy komputerowe, oparte jednak na wspólnej koncepcji cen węzłowych, pierwotnie opracowanej przez zespół Schweppe F.C., Caramanis M.C., Tabors R.D., Bohn R.E. i rozwiniętej w wielu dalszych pracach. Implementacje tej metody w postaci konkretnych algorytmów mogą być oczywiście różne, np. metoda stałoprądowa z uwzględnieniem strat, metoda zmiennoprądowa, itp.
5. Całkowicie pozbawioną podstaw merytorycznych jest zgłoszona w [2] propozycja Autora, aby stawki węzłowe opłaty rynkowej wyznaczać w dwóch etapach: „W pierwszym wyznacza się stawki węzłowe tylko wynikające z ograniczeń sieciowych (bez strat), a w następnym etapie wyznacza się tylko koszty strat sieciowych, które następnie po podzieleniu przez dwa dodaje się do stawek węzłowych wyznaczonych w pierwszym etapie.”. Wykorzystywane przy kalkulacji krótkookresowych cen węzłowych, będących podstawą do określenia stawek węzłowych opłaty rynkowej,

zadanie optymalizacji przepływu mocy (OPF – *Optimal Power Flow*) jest zadaniem nieliniowym. Dla zadań nieliniowych nie obowiązuje zasada superpozycji. W związku z tym stawki opłaty otrzymane przy zastosowaniu metody zaproponowanej w [2] mogą być w zupełnej sprzeczności ze stawkami wyznaczonymi przy uwzględnieniu łącznego wpływu strat i ograniczeń sieciowych (a więc metodą stosowaną powszechnie, w tym przez zespół autorski Politechniki Śląskiej).

6. Nie jest prawdą, że w wyniku zastosowanej metodologii odbiorcy zostaną obciążeni kosztem strat dwukrotnie [1] (a nawet trzykrotnie jak zasugerowano w [2]). Proponowany system opłat przesyłowych umożliwia przeniesienie na uczestników rynku tylko kosztu różnicy bilansowej w wysokości zatwierdzonej przez Prezesa URE (tak jak obecnie).

Podsumowując, z przykrością należy stwierdzić, że opinie przedstawione w [1-3] wskazują na brak chęci zrozumienia przez ich Autora zasadności wprowadzenia i sposobów działania proponowanych rozwiązań w zakresie opłat przesyłowych.

Dalsze szczegółowe wyjaśnienia dotyczące kwestii opłat przesyłowych podano w materiale uzupełniającym „Dodatkowe wyjaśnienia dotyczące opłat infrastrukturalnych i rynkowych”.

RYNEK BILANSUJĄCY

Ustosunkowując się do opinii przedłożonych przez prof. Wł. Mielczarskiego, w zakresie rynku bilansującego należy stwierdzić, że:

1. Większość zagadnień i wątpliwości podniesionych w [2] była i jest przedmiotem prac oraz wielokrotnych dyskusji na posiedzeniach Komitetu Sterującego oraz EPC S.A. jako wykonawcy projektu. Głównym założonym celem prac projektowych (przewidzianych do wieloetapowej realizacji) jest uzyskanie warunków pełnej efektywności i konkurencyjności rynku energii, w tym eliminacja subsydiowania skróconego i decentralizacja funkcji wykonywanych dotychczas w sposób scentralizowany przez OSP na poszczególnych uczestników rynku. Co do tej kwestii nie istnieje chyba żaden spór, a najlepszym przykładem propozycji rzeczywistej decentralizacji jest opracowanie projektu pakietu kompleksowych rozwiązań prowadzących do wyodrębnienia i ortogonalizacji wielu elementarnych funkcji (realizowanych na rynku niezależnie od działań na rynku bilansującym w ramach tzw. „jądra bilansowania” w czasie rzeczywistym), w tym projekt wprowadzenia bilansowania grupowego, w ramach którego przygotowane byłyby wykonalne programy pracy jednostek wytwórczych przez uczestników rynku. Programy te byłyby weryfikowane przez OSP i zmieniane tylko w takim zakresie, jaki konieczny byłby z punktu widzenia zapewnienia ich poprawności oraz podjętych przez OSP działań dostosowawczych.
2. Opinia [2] wskazuje na brak zrozumienia propozycji zmian w zakresie cenotwórstwa w tym segmencie rynku i wiążących się z tym uproszczeń w zakresie składania ofert bilansujących przez uczestników rynku. Przejście na stanowienie cen rozliczeniowych energii bilansującej na podstawie cen marginalnych w wykorzystanych ofertach bilansujących umożliwia zmianę strategii uczestników rynku kształtowania ofert bilansujących w pełnym zakresie pasm wytwarzania. Racjonalna strategia uczestników w tym zakresie powinna być oparta na indywidualnych kosztach zmiennych wytwarzania, bez względu na charakter oferty (przyrostowa lub redukcyjna). Na rynku bilansującym w poszczególnych godzinach rozliczeniowych będą wyznaczane jednolite ceny usług bilansujących przyrostowych i redukcyjnych,

które będą stosowane w stosunku do wszystkich wykorzystanych usług bilansujących. Całkowicie nietrafny i niezrozumiały jest więc zarzut o możliwości wpływu OSP na wysokość cen ofertowych poszczególnych uczestników rynku oraz na ceny świadczonych przez uczestników rynku usług bilansujących.

3. Opinia [2] wyraźnie nie uwzględnia kolejnych (ostatnich) wersji dokumentów, które powstają w EPC S.A. między innymi na podstawie wyników dyskusji w ramach Komitetu Sterującego. Dlatego też odpowiedź na szereg podnoszonych pytań jest wprost zawarta w tych dokumentach (np. w zakresie decentralizacji składania programów pracy jednostek wytwórczych i zasad ich weryfikacji przez OSP, a także zasad i warunków wykorzystania przez OSP ofert bilansujących do działań dostosowawczych i zapewniających wykonalność programów). Dokumenty te jednocześnie wystarczająco precyzyjnie, jak na obecnym etapie prac, definiują zasady i harmonogram działań domykających bilanse w ramach rynku bilansującego dnia bieżącego (w układzie wariantowym).
4. Jednocześnie Autor [2] oczekuje, że szereg prac, które są przewidziane do wykonania na etapie opracowywania projektów szczegółowych, będzie dostępna jeszcze przed zakończeniem dyskusji i przyjęciem dokumentu kierunkowego. Jest to oczekiwanie nieuzasadnione nie tylko wobec przyjętego programu prac, ale również z punktu widzenia konieczności uzgodnienia zasadniczych, strategicznych kierunków rozwoju rynku bilansującego, dopuszczających (na tym etapie) pewną wariantowość szczegółowych rozwiązań projektowych przedstawianych w dokumentach. Na podstawie dotychczasowych doświadczeń z realizacji projektów w obszarze rynku bilansującego można przyjąć, że do efektywnego wykonania projektów szczegółowych konieczne jest zatwierdzenie dokumentu kierunkowego we wszystkich wzajemnie na siebie oddziałujących obszarach: wykorzystania systemu, rynku bilansującego i wymiany międzysystemowej. Wtedy dopiero opracowanie szczegółowych zasad i algorytmów dla rynku bilansującego będzie stosunkowo prostym zadaniem, nie wymagającym już zaangażowania członków Komitetu Sterującego. Opracowanie szczegółowych algorytmów jest więc bez wątpienia zadaniem wtórnym w stosunku do uzgodnienia generalnych zasad działania rynku.

Podsumowując, ani w ramach Komitetu Sterującego, ani po stronie wykonawcy projektu nie istnieje zagrożenie dążenia do wzrostu centralizacji na rynku energii elektrycznej. Kluczowym problemem pozostaje jednak uzgodnienie dokumentu kierunkowego w zakresie zmian rynkowych, który pozwoliłby na szybkie przejście do etapu szczegółowych prac projektowych.

FORMA PRZYGOTOWANIA PROPOZYCJI ZMIAN

EPC S.A. zna i wykorzystuje, w uzasadnionym merytorycznie zakresie, rozwiązania i doświadczenia z funkcjonowania rynków energii elektrycznej na świecie. Dotyczy to w szczególności mechanizmów bilansowania, zasad wykorzystania systemu elektroenergetycznego oraz wymiany międzysystemowej stosowanych między innymi na rynku brytyjskim, skandynawskim, francuskim oraz niemieckim. Ponadto, uwzględniane są wymagania, w tym zakresie, wynikające z legislacji Unii Europejskiej. Przy korzystaniu z tych rozwiązań i doświadczeń wykonawca bierze pod uwagę ich przydatność i konieczność dostosowania do wdrożonych w Polsce mechanizmów i systemów rynkowych. Nie lekceważąc tych doświadczeń, nie można jednak bezkrytycznie postulować ich prostego przeniesienia do rozwiązań krajowych.

Dodatkowe wyjaśnienia dotyczące opłat infrastrukturalnych i rynkowych

A. Węzłowe opłaty infrastrukturalne

W przygotowanym przez zespół autorski Politechniki Śląskiej opracowaniu [Żmuda K., Ciura Sz., Kocot H., Korab R., Siwy E.: *Metodyka alokacji kosztów ponoszonych w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym*. Gliwice, październik 2003] założono, że opłaty infrastrukturalne (odpowiednik aktualnie stosowanej opłaty sieciowej stałej) będą wyznaczone na podstawie tych samych kosztów, jakie dotychczas były uwzględniane w kalkulacji składnika stałego stawki sieciowej (zatwierdzanych przez Prezesa URE). Główną zmianą w stosunku do obecnej metody kształtowania składnika stałego opłaty sieciowej jest zastosowanie innej metody alokacji kosztów między poszczególnymi użytkownikami sieci. W miejsce metody „znaczką pocztowego” zaproponowano zastosowanie metody śledzenia rozprywu mocy czynnej. Zmiana metody alokacji kosztów prowadzi do zmiany rodzaju stosowanych stawek – z grupowych na węzłowe – pozwalających na skuteczną eliminację subsydiowania skróśnego między poszczególnymi uczestnikami rynku.

Jak wcześniej wspomniano, do wyznaczenia udziału poszczególnych użytkowników (węzłów sieciowych) w pokrywaniu kosztów infrastruktury sieciowej zaproponowano wykorzystanie metody śledzenia rozprywów mocy czynnej. Generalnie metoda ta polega na rozdziale mocy płynącej daną gałęzią sieci na „strugi mocy” pochodzące od mocy odbieranych (tzw. śledzenie w górę – *upstream*) lub generowanych (tzw. śledzenie w dół – *downstream*) w poszczególnych węzłach sieci. Metoda ta jest szeroko opisana w literaturze, przy czym oryginalny pomysł został opisany w pozycji [Białek J.: *Tracing the flow of electricity*. IEE Proceedings – Generation, Transmission and Distribution, July 1996]. Algorytm metody jest prosty i praktycznie nie ulega większym modyfikacjom, czego dowodem jest publikacja [Białek J., Ziemianek S.: *Alokacja strat mocy czynnej metodą śledzenia rozprywów mocy*. Rozdział pracy zbiorowej pt. „*Problemy systemów elektroenergetycznych*” wydanej w ramach serii wydawniczej Sekcji Systemów Elektroenergetycznych Komitetu Elektrotechniki PAN, Wrocław 2002]. Największym problemem obliczeniowym w algorytmie śledzenia rozprywów mocy jest rozwiązanie liniowego układu równań łączącego wektory mocy generowanych (lub odbieranych) w węzłach z tzw. wektorem mocy wymieszania. Problem polega na wielkości tego układu (liczba niewiadomych – składowych wektora wymieszania – oraz równań jest równa liczbie węzłów w analizowanej sieci) oraz na rzadkości macierzy wiążącej te wektory. W wykorzystanym przez EPC S.A. do rozwiązania zadania śledzenia rozprywu mocy algorytmie wykorzystywanym w programie PLANSMaLok zastosowano te same procedury, które są stosowane w obliczeniach rozprywu mocy w programie PLANS, a więc z całą pewnością są one dostatecznie niezawodne, stabilne, szybkie i skuteczne. W programie PLANSMaLok możliwe jest wykonywanie śledzenia rozprywów mocy zarówno z uwzględnieniem, jak i bez uwzględnienia strat sieciowych (metoda brutto i netto oraz metoda pośrednia). Stosowane w programie PLANSMaLok metody „są zawsze stabilne i nie powodują błędów obliczeń” (jak postuluje autor opinii).

Jak już wspomniano wyżej, metoda śledzenia rozprywów mocy pozwala rozdzielić moc w danej gałęzi na „strugi mocy” pochodzące od poszczególnych użytkowników, co pozwala wyznaczyć współczynniki udziału poszczególnych węzłów w mocy płynącej daną gałęzią. W opracowaniu [Żmuda K., Ciura Sz., Kocot H., Korab R., Siwy E.: *Metodyka alokacji kosztów ponoszonych w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym*. Gliwice, październik

2003] współczynniki te oznaczone są jako $w_{g,j}$, gdzie g oznacza gałąź a j węzeł. Wykorzystując te współczynniki można określić przynajmniej kilka różnych wskaźników będących miarą stopnia wykorzystania sieci przez danego użytkownika (węzeł sieciowy).

EPC S.A. zgadza się z Autorem opinii [1-3], że teoretycznie opłata węzłowa dla danego użytkownika sieci mogłaby być obliczana jako suma (liczona po wszystkich elementach sieci) iloczynów współczynników $w_{g,j}$ i rzeczywistych kosztów stałych związanych z danym elementem sieci. W tym przypadku występowałyby również, tak jak to jest w metodzie proponowanej przez Politechnikę Śląską, pełna zgodność sumarycznych kosztów infrastruktury z sumą opłat poszczególnych węzłów. Jednak główną wadą metody proponowanej przez autora opinii [1-3] jest bardzo duże zróżnicowanie stawek opłat dla poszczególnych użytkowników, wynikające przede wszystkim ze znacznych różnic w kosztach poszczególnych elementów sieci. Z tego m.in. powodu EPC S.A. zaproponowało, aby węzłowe opłaty infrastrukturalne wyznaczać na podstawie łącznych uzasadnionych (zatwierdzonych przez Prezesa URE) kosztów dla danej grupy elementów sieci (linii, transformatorów, rozdzielni) określonych z uwzględnieniem podziału na stopnie napięciowe (400, 220 i 110 kV).

Drugim ważnym powodem, dla którego zaproponowano inny niż sugerowany przez Autora dokumentów [1-3] sposób określania opłaty infrastrukturalnej, jest nieuwzględnienie, w proponowanym przez Autora opinii [1-3] podejściu, stopnia obciążenia poszczególnych elementów sieci (stopnia wykorzystania zdolności przesyłowej danej gałęzi). Z tego m.in. powodu EPC S.A. wraz z zespołem autorskim Politechniki Śląskiej zdecydowało się na zastosowanie innej miary stopnia wykorzystania sieci, mianowicie tzw. pracy sieci, zdefiniowanej – na przykładzie linii - jako iloczyn współczynnika $w_{g,j}$, przepływu mocy czynnej w tej linii P_g i jej długości (jako wskaźnika kosztowego) l_g . Zastosowanie udziału danego użytkownika w łącznej pracy sieci jako miary stopnia wykorzystania sieci przez tego użytkownika wydaje się najbardziej obiektywne.

Podsumowując należy przypomnieć, że analogiczny, do zaproponowanego przez EPC S.A. wraz z zespołem autorskim Politechniki Śląskiej, sposób określania opłaty przenoszącej koszty infrastruktury był również rekomendowany w projekcie „Taryfy” wykonywanym przy współdziałaniu ekspertów z instytutu EPRI w latach 1997 – 98. Sposób ten był ponadto wielokrotnie dyskutowany w czasie różnych spotkań – konferencji i seminariów – poświęconych opłatom przesyłowym i ze względu na społeczną konieczność zapewnienia stosunkowo niewielkiego zróżnicowania stawek między poszczególnymi węzłami sieci, został on wskazany jako najlepszy w warunkach polskich. Taki pogląd został również wyrażony przez przedstawicieli spółek dystrybucyjnych na spotkaniu konsultacyjnym w dniu 17 grudnia 2003 r.

B. Rynkowe opłaty węzłowe i punkt-punkt

Czytając opinie [1-3] w pierwszej kolejności nasuwa się spostrzeżenie, że ich Autor myli lub nie rozróżnia pojęć „stawka węzłowa opłaty rynkowej” i „krótkookresowa cena węzłowa” (*LMP – Locational Marginal Price*). Dowodem na to jest opisana przez Autora metoda wyznaczania „stawek węzłowych” (dokument [2], punkt 2 załącznika 1, odnośnik 2 w stopce), będąca w rzeczywistości uproszczonym wytłumaczeniem sposobu określania krótkookresowych cen węzłowych (na marginesie należy zaznaczyć, że żaden z wykorzystywanych do obliczeń cen węzłowych program nie działa według opisanego przez

Autora algorytmu). Również w tym samym dokumencie Autor powołuje się na opracowanie [PA Consulting Group: *LMP 101 – Locational Marginal Pricing Tutorial*. 10 June 2003], jako na „wyjaśniające dokładnie zasady stosowania stawek krańcowych na prostych przykładach”, podczas gdy opracowanie to wyjaśnia, na prostych przykładach, ale stosowanie krótkookresowych cen węzłowych.

Analizując zasadność i efekty wynikające z wprowadzenia opłaty rynkowej [2] (załącznik 1 punkt 1) Autor dokumentu stwierdza: „Cechą metody marginalnych kosztów węzłowych jest to, że koszty strat sieciowych są dwukrotnie większe od rzeczywistych kosztów tych strat. Cecha ta jest powszechnie znana i w celu uniknięcia dwukrotnego obciążania odbiorców kosztami strat obliczenia najczęściej przeprowadza się w dwóch etapach. W pierwszym wyznacza się stawki węzłowe tylko wynikające z ograniczeń sieciowych (bez strat), a w następnym etapie wyznacza się tylko koszty strat sieciowych, które następnie po podzieleniu przez dwa dodaje się do stawek węzłowych wyznaczonych w pierwszym etapie.”

Sugestia Autora [2], aby „w celu uniknięcia dwukrotnego obciążania odbiorców kosztami strat” obliczenia stawek węzłowych przeprowadzać dwuetapowo jest całkowicie błędna merytorycznie, gdyż jak wspomniano w części głównej niniejszego materiału, wykorzystywane przy kalkulacji krótkookresowych cen węzłowych, będących podstawą do określenia stawek węzłowych opłaty rynkowej, zadanie optymalizacji rozptyłu mocy (*OPF – Optimal Power Flow*) jest zadaniem nieliniowym. Dla zadań nieliniowych nie obowiązuje zasada superpozycji. W związku z tym stawki opłaty otrzymane przy zastosowaniu metody zaproponowanej w [2] mogą być w zupełnej sprzeczności ze stawkami wyznaczonymi przy uwzględnieniu łącznego wpływu strat i ograniczeń sieciowych (a więc metodą stosowaną przez zespół autorski Politechniki Śląskiej). Oczywiście znanym, dopuszczalnym i powszechnie stosowanym uproszczeniem przy kalkulacji cen węzłowych jest zastosowanie modelu stałoprądowego (*DC – OPF*), ze specjalnym uwzględnieniem strat. Przyczyną stosowania tej przybliżonej metody jest zwykle konieczność skrócenia czasu obliczeń oraz zapewnienie większej niezawodności działania programu obliczeniowego w stosunku do programu wykorzystującego model zmiennoprądowy (*AC – OPF*).

Twierdzenie jakoby obliczanie stawek (cen?) węzłowych według proponowanej w [2] metody było powszechną praktyką jest pozbawione podstaw. Żadne ze znanych EPC S.A. i zespołowi autorskiemu Politechniki Śląskiej źródeł literaturowych nie wspomina o takim sposobie kalkulacji cen węzłowych. Sugestia jakoby na rynku *PJM* było stosowane takie rozwiązanie (dokument [1] punkt 2.1) jest fałszywa. Co prawda na rynku *PJM* stosuje się dwa etapy rozliczeń [Ott A.L.: *Experience with PJM Market Operation, System Design, and Implementation*. IEEE Transactions on Power Systems, May 2003], ale nie w takim sensie jak to sugeruje Autor opinii. W pierwszym etapie rozliczane są transakcje dwustronne zgłoszone na rynku *Day-Ahead Energy Market* wg różnicy cen węzłowych, natomiast w etapie drugim (na rynku *Real-Time Energy Market*) rozlicza się odchylenia od zgłoszonych transakcji wg cen węzłowych.

Stwierdzenie Autora [1], że negatywną stroną dotychczas wykonanych prac jest „prowadzenie obliczeń dla szacunkowych kosztów zmiennych, a nie jak to jest stosowane najczęściej w praktyce (*PJM*) dla złożonych ofert” jest nieuzasadnione zważywszy na fakt, że również w początkowym okresie (od 1 kwietnia 1998 r. do 1 kwietnia 1999 r.) funkcjonowania systemu rozliczeń opartego na krótkookresowych cenach węzłowych na rynku *PJM*, ceny te były wyznaczane właśnie na podstawie kosztów wytwarzania [Bastian J., Zhu J., Banunarayanan V., Sanford M., Jordan G.: *Forecasting locational marginal prices in a US ISO*. Session 2000 Cigre, ref. 37-202]. Należy ponadto dodać, że w docelowym

rozwiązaniu systemu opłat w KSE zaproponowano, aby krótkookresowe ceny węzłowe były wyznaczane w cyklach godzinowych właśnie na podstawie złożonych przez uczestników rynku ofert cenowych.

Krótkookresowa cena węzłowa zależy od trzech czynników: cen energii w węzłach krańcowych, strat mocy oraz ograniczeń sieciowych. W wyniku bezpośredniego zastosowania cen węzłowych do rozliczeń powstaje tzw. nadwyżka sieciowa (nadwyżka sieciowa jest różnicą wpłat od odbiorców i wypłat dla wytwórców), która zgodnie z metodologią cen krańcowych przeznaczana jest na pokrycie (zwykle tylko części) kosztów infrastruktury sieciowej. Nadwyżka sieciowa w żadnym przypadku nie może być przeznaczana na zakup energii na pokrycie strat sieciowych. W przypadku bezpośredniego zastosowania cen węzłowych energia ta jest już kupowana w ramach wypłat dla wytwórców, których generacja uwzględnia straty sieciowe.

W proponowanym modelu opłat rynkowych, w przychodzie przedsiębiorstwa sieciowego oprócz nadwyżki sieciowej można wyróżnić koszt związany ze stratami. Należy jednak zwrócić uwagę, że występujące tam straty mocy nie obejmują strat jałowych w sieci (strat ulotowych), jak również strat handlowych. Ponadto cena po jakiej liczony jest koszt strat występujący w przychodzie przedsiębiorstwa sieciowego z opłat rynkowych może być znacznie niższa niż rzeczywista cena zakupu energii na pokrycie różnicy bilansowej (w praktyce przedsiębiorstwo sieciowe dokonuje oddzielnie zakupu energii na pokrycie łącznych strat bilansowych w swojej sieci, głównie w ramach kontraktów dwustronnych z wytwórcami). Wpływy przedsiębiorstwa sieciowego z opłat rynkowych (w części za straty) powinny być oczywiście przeznaczone na pokrycie kosztów zakupu energii na straty sieciowe, pomniejszając tym samym opłatę za straty określaną tak jak dotychczas, czyli na podstawie zatwierdzonych przez Prezesa URE uzasadnionych kosztów zakupu energii na pokrycie różnicy bilansowej. Tak więc całkowicie nieuzasadnionym jest stwierdzenie, że odbiorcy zostaną obciążeni kosztem strat dwukrotnie (a nawet trzykrotnie jak zasugerowano w [2]). W świetle powyższego całkowicie błędne jest także stwierdzenie zawarte w załączniku do opinii [2], że *„Cechą metody marginalnych kosztów krańcowych jest to, że koszty strat sieciowych są dwukrotnie większe od rzeczywistych kosztów tych strat”*. Całkowicie nieuprawnione jest także stwierdzenie zawarte w opinii [1], że *„negatywną stroną dotychczas prowadzonych prac jest: (...) wliczanie podwójnych kosztów strat sieciowych do stawek węzłowych”*.

Również twierdzenie, że *„startując z układu normalnego program komputerowy wyznacza rozkład generacji tak, aby uzyskać naruszenie ograniczeń sieciowych w sposób jaki nie występuje lub może nigdy nie występować w rzeczywistości”* jest nieprawdziwe. Faktycznie punktem startu przyjmowanym w obliczeniach jest rozkład generacji wynikający z układu normalnego, ale równie dobrze może to być każdy inny (dowolny) rozkład generacji, dla którego możliwe jest wyznaczenie rozptyłu mocy. Nieprawdziwe jest natomiast twierdzenie, jakoby w toku obliczeń rozkład generacji był tak korygowany, aby uzyskać naruszenie ograniczeń sieciowych. Wprost przeciwnie, rozkład generacji jest korygowany tak, aby nie naruszyć żadnego z ograniczeń sieciowych, przy jednoczesnym osiągnięciu minimum funkcji celu, którą jest całkowity koszt wytwarzania energii w systemie. Przeprowadzone obliczenia pozwalają na jednoznaczne wskazanie elementów sieci (gałęzi i węzłów), dla których nastąpiło osiągnięcie maksymalnego dopuszczalnego przepływu mocy (w przypadku gałęzi) lub dopuszczalnych poziomów napięcia (w przypadku węzłów). Zidentyfikowane podczas przeprowadzonych obliczeń elementy sieci odpowiadają elementom powodującym największe koszty ograniczeń sieciowych zidentyfikowanym w praktyce operatorskiej.

Osiągnięcie wysokiej zbieżności między obliczeniami symulacyjnymi a rzeczywistymi warunkami pracy systemu było głównie możliwe dzięki zastosowaniu w wykorzystywanym algorytmie *OPF* bezpośredniego modelowania ograniczeń sieciowych (w odróżnieniu od pośredniego modelowania ograniczeń sieciowych stosowanym w module *LPD*). Bezpośrednie modelowanie ograniczeń sieciowych jest najnowocześniejszą metodą ich uwzględniania w procesie rozdziału obciążeń, gdyż pozwala dokonać ich jednoznacznej wyceny rynkowej oraz bezpośrednio uwzględnić ich wpływ na krótkookresowe ceny węzłowe [Alvarado F.L.: *Converting System Limits to Market Signals*. IEEE Transactions on Power Systems, May 2003].