

Zdanie odrębne dotyczące propozycji zmian

Nie mogę rekomendować do wdrożenia propozycji z materiału „Rozwiązania koncepcyjne w zakresie zmian w zarządzaniu KSE proponowane do wdrożenia w latach 2004-05” przygotowanego przez EPC Consulting na zlecenie PSE S.A. z wyjątkiem pkt. 4 dotyczącego zasad wymiany międzysystemowej.

Oplata węzłowa infrastrukturalna

Jestem przeciwny wdrażaniu opłat węzłowych infrastrukturalnych w sposób proponowany w pkt. 2.1, na obecnym etapie prac, ponieważ propozycje te wymagają dalszych badań i analiz. Metoda śledzenie rozpliwów w sieci, jaką zastosował EPC Consulting, tzw. metoda odwracania macierzy Białka, jest najstarszą z tego typu metod, do której zgłaszane jest w literaturze szereg zastrzeżeń. Wymaga ona odwracania macierzy, co jest zawsze operacją niepewną. Dodatkowo, może być stosowana tylko do sieci bez strat, co wymaga odpowiedniego przeliczania danych wejściowych. Nie znam przypadku kraju, gdzie metoda ta byłaby stosowana.

Istnieją jeszcze trzy inne, nowsze metody śledzenia rozpliwów: metoda *domains* i *commons*, metoda *NDGF* i metoda *inage domain*. Wszystkie te metody należą do nowoczesnych metod śledzenie rozpliwów będących tzw. metodami rekursywnymi, w których uzyskanie wyniku nie wymaga odwracania macierzy. Jest on otrzymywany poprzez analizę kolejnych węzłów. Szczególnie polecana jest metoda *domains* i *commons*, ponieważ uwypukla ona topologię sieci i obszarów rozpliwów. Pomimo moich wielokrotnych sugestii użycia innej metody dla celów porównawczych nie zostało to zrobione.

Trzeba dużej ostrożności i odpowiedzialności w stosowaniu metod cen węzłowych, ponieważ uzyskane ceny węzłowe silnie zależą od użytej metody i założeń, przy jakich została dana metoda zastosowana. Badania zarówno międzynarodowe, jak i krajowe wskazują, że w zależności od użytej metody, ceny węzłowe mogą się zmieniać nawet o 100 i więcej procent – Załącznik 1.

Przed rekomendacją cen węzłowych do wdrożenia powinny zostać wykonane dodatkowe analizy z innym metodami śledzenia rozpliwów. Trzeba koniecznie sprecyzować dokładnie warunki w jakich jest dokonywana symulacja. Jeżeli po tych analizach okaże się, że topologia polskiego systemu jest taka, że ceny węzłowe silnie zależą od stosowanych metod czy algorytmów, należy opracować nowe metody, które nie są wrażliwe na topologię sieci lub zrezygnować ze stosowania cen węzłowych infrastrukturalnych.

Jest niedopuszczalnym proponowanie metod w wyniku, których uczestnik rynku może być obciążony większą lub mniejszą stawką w zależności od użytej metody czy algorytmu lub założeń obliczeniowych.

Moje wątpliwości budzi również propozycja obciążania wytwórców częścią opłaty infrastrukturalnej węzłowej. Nie ma uzasadnienia do wprowadzenia tego typu opłat w Polsce, poza faworyzowaniem generacji rozproszonej. Moim zdaniem decyzje o faworyzowaniu tej czy innej grupy powinny być decyzjami podejmowanymi przez ciała polityczne.

W Europie opłaty węzłowe dla wytwórców są stosowane w krajach, gdzie w jednych rejonach jest skoncentrowane wytwarzanie, a w innych rejonach odbiory. Przykłady takich krajów to: Anglia, Norwegia czy Szwecja. Szereg innych krajów jak Niemcy nie stosują żadnych opłat dla wytwórców, a inne jeszcze jak Francja stosują opłaty bardzo małe - 2%. W Polsce zarówno wytwarzanie jak i większość odbiorów jest skupiona w południowej części kraju, a więc uzasadnienie do stosowania tego typu opłat jest niewielkie.

Komisja Europejska dyskutuje nad ujednoczeniem tych opłat i jedną z propozycji jest całkowite zniesienie opłat, ponieważ zadaniem Komisji (patrz dokument: EC-Directorate-General for Energy & Transport, Harmonisation of Network Access Charges, Brussels, 23 June 2003) nakładanie na wytwórców opłat przesyłowych pogarsza ich konkurencyjność na wspólnym rynku europejskim. Nasuwa się szereg pytań:

- Czy musimy w tej sytuacji wysuwać się przed szereg i nakładać obecnie opłaty na polskich wytwórców, aby później je likwidować na żądanie Komisji Europejskiej? Czy nie lepiej poczekać na decyzję Komisji Europejskiej, która powinna być wypracowana w ciągu 1-2 lat? Nałożone na wytwórców opłaty zostaną wliczone w koszty energii? Czy w ten sposób nie powoduje się mieszania działalności regulowanej i wolnorynkowej?

Oplata systemowa rynkowa

Nie mogę rekomendować tej propozycji, ponieważ oparta jest ona na błędnych założeniach merytorycznych, w przypadku wyznaczania stawek węzłowych na podstawie ograniczeń.

Również metoda cen krańcowych stosowana do wyznaczania stawek węzłowych wlicza do tych stawek dwukrotny koszt strat sieciowych. Jest niedopuszczalnym proponowanie, bez korekty, metody, w której uczestnik rynku płaci dwukrotnie za to samo.

Stawki węzłowe i wyliczone na ich podstawie stawki dystansowe mają zachęcić uczestników rynku do zawierania transakcji w taki sposób, aby usunąć ograniczenia sieciowe. Dlatego wyznaczanie stawek węzłowych musi odbywać się w warunkach, kiedy pojawiają się rzeczywiste ograniczenia sieciowe, czyli przy układaniu planu pracy jednostek na dzień następny (PKD). Stosowanie metody krańcowych stawek węzłowych ma sens dopiero po tym, kiedy wytwórcy energii złożą grafiki pracy i okaże się, czy pojawiły się ograniczenia sieciowe. Tak jest stosowana ta metoda na rynku PJM, gdzie wykonuje się dwa cykle obliczeń: dla ograniczeń i dla strat na rynku dnia następnego, po złożeniu grafików pracy JW.

Proponowana przez EPC Consulting metoda wyznaczania stawek w oparciu o układy normalne jest błędna merytorycznie. Naruszenie ograniczeń, jakie powstaje w wyniku manipulacji rozkładem obciążeń w układzie normalnym, aby uzyskać specjalnie naruszenie tych ograniczeń, nie ma wiele wspólnego z rzeczywistymi ograniczeniami i ich kosztami, jakie powstają przy tworzeniu PKD.

Gdyby proponowaną przez EPC Consulting metodę zastosować, wówczas stawki węzłowe i dystansowe byłyby oparte na nieistniejących w rzeczywistości ograniczeniach, a uczestnicy rynku byłiby karani za powodowanie nieistniejących ograniczeń.

Metoda stawek węzłowych wywołuje wiele kontrowersji na całym świecie. Jest ona bardzo wrażliwa na zmiany parametrów, dlatego propozycja jej stosowania nawet w wersji poprawnej, jak np. w PJM wymaga szczegółowych analiz oraz przedstawienia uczestnikom rynku szczegółowych właściwości tej metody – Załącznik 2.

Bilansowanie energii elektrycznej i zarządzanie rezerwami

Nie mogę rekomendować tego rozdziału w całości, chociaż są w nim pozytywne elementy, ponieważ jest niespójny, a proponując nowe metody nie pokazuje w jaki sposób zagwarantować bezpieczeństwo pracy systemu elektroenergetycznego. Chociaż pozornie rozdział ten proponuje pewien stopień decentralizacji rynku bilansującego, nie pokazując jak mógłby on być zrealizowana, w rzeczywistości dąży do jego dalszej centralizacji.

Bilansowanie grupowe

Sama zapowiedź wprowadzenia bilansowania grupowego jest godna poparcia. Jednak przed rekomendacją jej wdrożenia należy dokładnie przedstawić, jak takie grupy będą działały.

Zgłaszanie i modyfikacja grafików

Propozycję wprowadzenia systemu zgłaszania grafików przez wytwórców energii elektrycznej i tylko ich modyfikacji przez OSP jest warta poparcia. Jednak przed rekomendacją jej wdrożenia należy pokazać, jak będzie odbywała się taka weryfikacja, jaki będzie ona miała wpływ na bezpieczeństwo pracy systemu elektroenergetycznego i jak będzie wpływać na pozycję finansową uczestników rynku.

Obecnie bezpieczeństwo pracy jest zapewniane przez centralny moduł LPD, który tworzy grafiki pracy JW. na podstawie zgłoszonych ofert i informacji o ograniczeniach. Decentralizacja rynku bilansującego oraz przygotowywanie planu pracy PKD na podstawie zgłoszonych grafików pracy JW. i ich modyfikacja wymaga stosowania innych metod. Konieczna jest wcześniejsza analiza nowych metod i ich wpływu na bezpieczeństwo pracy systemu elektroenergetycznego.

Propozycja wdrożenia decentralizacji bez pokazania, jak w takich warunkach zostanie zapewnione bezpieczeństwo pracy systemu elektroenergetycznego jest, w mojej opinii, duża nieodpowiedzialnością ze strony proponującej takie rozwiązania.

Zdecydowanie jestem przeciwny propozycji ustalania pasm redukcyjnych i przyrostowych przez OSP (Rys. 3.2 w materiale EPC Consulting). Prowadzi to w praktyce do sytuacji, w której OSP decyduje o cenie zakupu lub odsprzedaży energii elektrycznej. Narusza to elementarne zasady prowadzenia rynku bilansującego.

Planowanie i prowadzenie ruchu

Pożądanym jest wprowadzenie na rynek bilansujący rynek dnia bieżącego. Rynek ten działa na podstawie uproszczonych ofert o dużej zakresie możliwych wielkości cen ofertowych, zarówno w górę jak i w dół. Rola OSP na takim rynku jest pasywna, a wszystkie koszty bilansowania są przenoszone bezpośrednio na uczestników tego rynku.

Niestety propozycje zawarte w tym rozdziale nie są propozycjami wprowadzenia rynku dnia bieżącego, a propozycjami wprowadzenia kopii rynku dnia następnego, jako rynku dnia bieżącego. Nie wydaje się również uzasadnione powiązanie okresów składania ofert na rynku dnia bieżącego z czasem rozruchu jednostek i ograniczenia interwału składania ofert do 6 godzin.

Mechanizm bilansowania

Niestety nie proponuje się w materiale nowego sposobu rozliczania kosztów bilansowania. Utrzymywany jest system CROs i CROz służący do zapewnienia dodatkowych dochodów OSP, a nie mający związku z rzeczywistymi kosztami bilansowania. Dodatkowo wprowadza się tzw. bodźcowy współczynnik bezpieczeństwa k , który jest ustalany w niejasny sposób, a celem którego wydaje się być zapewnienie dodatkowych dochodów dla OSP.

W obecnym systemie rynku bilansującego OSP jest stroną, która gra z uczestnikami na rynku i która stara się na tym rynku „zarobić” poprzez wprowadzanie różnego rodzaju mechanizmów. Konieczne jest wyjście OSP z dotychczasowej roli strony i przyjęcie pozycji pasywnej w rozliczeniach, przy przenoszeniu całkowitych kosztów bilansowania na uczestników poprzez mechanizm rynku dnia bieżącego.

Regulacyjne usługi systemowe

Rozdział ten nie wnosi wiele nowego z wyjątkiem budzącej wątpliwości centralizacji ustalania rezerw mocy przy układaniu planu PKD. Klóci się to z propozycją decentralizacji i samodzielnego składania grafików przez wytwórców, bo przecież przy decentralizacji składany grafik zawierałby również odpowiednie wielkości rezerw mocy.

Generacja wymuszona GWS

Rozdział ten niewiele wnosi poza propozycją wprowadzenia cen CW_{max} i CW_{min} , które wydają się być kolejną próbą „zarobienia” przez OSP na uczestnikach rynku. Nie ma praktycznie żadnego odniesienia do kontraktów na GWS, które stymulowałyby aktywność rynkową uczestników pokrywając w ramach GWS tylko część kosztów, które dany wytwórca nie może uzyskać na rynku konkurencyjnym.

Podsumowanie

Wprowadzanie zmian na rynku energii elektrycznej wymaga odpowiedzialności za skutki tych zmian. Propozycje powinny być dobrze przeanalizowane zarówno od strony możliwych do użycia metod, warunków ich stosowania, parametrów wejściowych jak i skutków wdrożenia propozycji. Przygotowany przez EPC Consulting materiał nie spełnia tych wymogów i nie powinien być rekomendowany do wdrożenia z wyjątkiem pkt. 4.

Rynek energii elektrycznej wymaga zmian i powinny być dalej prowadzone prace studialne nad możliwościami zmian i efektami jakie można przez to uzyskać.

Profesor dr hab. inż. Władysław Mielczarski

Politechnika Łódzka

Tel: 0 601 050 145:

Email: Wladyslaw.Mielczarski@electricmarket.neostrada.pl

Załącznik

1. Porównanie stawek węzłowych wyznaczonych różnymi metodami

Źródło: H. Kocot, R. Korab, K. Żmuda, Politechnika Śląska, „Opłaty przesyłowe w sieciach elektroenergetycznych zamkniętych”, Rozdział 10, str. 247-272, w pracy zbiorowej „Problemy systemów elektroenergetycznych”, Wrocław 2002.

W cytowanej powyżej pracy dokonano porównania stawek opłat węzłowych (infrastrukturalnych) czterema metodami:

- A. Metoda śledzenia rozptyłów – odwracanie macierzy A_G
- B1. Metoda przyrostowa modułowa
- B2. Metoda przyrostowa ze znakiem
- C. Metoda mieszana
- D. Metoda transportowa

Wyniki podano jako względne stawki jednostkowe odniesione do stawek przeciętnych.

Delta% jest różnicą procentową pomiędzy stawką minimalną i maksymalną dla danego węzła wyznaczoną przez mnie.

Węzły wytwórcze

Węzeł sieci	Metoda A	Metoda B1	Metoda B2	Metoda C	Metoda D	Min	Max	Delta%
ROG411	1,67	1,41	1,78	1,59	1,71	1,41	1,78	21%
KOZ212	0,85	1,21	1,24	0,93	0,65	0,65	1,24	47%
KOZ412	0,84	1,15	0,93	0,93	1,13	0,84	1,15	27%
WIE413	0,56	0,94	0,32	0,71	0,84	0,32	0,94	65%
LAG213	0,34	0,52	0,23	0,39	0,22	0,22	0,52	58%
SKA213	0,30	0,62	0,35	0,42	0,12	0,12	0,62	81%
DBN413	0,88	0,82	-0,11	0,98	0,69	-0,11	0,98	111%
PAT214	1,07	1,36	1,19	1,13	0,85	0,85	1,36	38%
MIK414	0,26	0,71	0,03	0,43	0,71	0,03	0,71	95%
KRA214	0,54	0,66	0,66	0,57	0,55	0,54	0,66	18%

Węzły odbiorcze								
Węzeł sieci	Metoda A	Metoda B1	Metoda B2	Metoda C	Metoda D	Min	Max	Delta %
MIL211	1,12	1,41	1,04	1,14	1,13	1,04	1,41	26%
ELK211	0,50	0,43	0,66	1,35	0,56	0,43	1,35	68%
NAR411	1,37	1,93	1,98	1,68	2,09	1,37	2,09	35%
TCN413	0,78	1,29	-0,63	0,95	1,15	-0,63	1,29	149%
KLA213	0,99	0,60	0,91	0,79	0,63	0,60	0,99	39%
PAS414	1,22	1,04	-0,02	1,22	1,03	-0,02	1,22	102%
PKW214	2,32	2,41	3,20	1,92	1,97	1,92	3,20	40%
KRA214	0,01	0,00	0,00	0,19	0,04	0,00	0,19	100%
GDA215	2,33	2,69	3,16	1,99	1,91	1,91	3,16	40%
OLM415	2,03	1,54	2,53	2,11	3,11	1,54	3,11	50%

Obliczenia wskazują na duże różnice dla tych samych węzłów w zależności od stosowanej metody.

Wyniki uzyskane przez autorów cytowanej pracy są zbliżone z wynikami uzyskiwanymi w innych krajach świata. Dlatego konieczne jest dokładne przeanalizowanie wpływu wyboru metody na wyniki obliczeń, a zatem na stawki jakie płać uczestnicy rynku.

2. *Stawki węzłowe i dystansowe – metoda krótkookresowych kosztów marginalnych*

2.1. *Kontrowersje wobec metody*

Stosowanie metody krótkookresowych cen marginalnych do wyznaczenia stawek węzłowych i dystansowych wzbudza wiele kontrowersji. Należy podkreślić, że wyznaczone stawki nie są cenami, a stawkami rozliczeniowymi, których wielkość wynika z mechanizmu i warunków jego stosowania. Jest to algorytm optymalizacji zastosowany do sieci elektroenergetycznej i do rozkładu obciążeń (LMP).

Metoda ta jest wyjątkowo wrażliwa na zmiany parametrów. Nawet niewielkie zmiany parametrów wywołują duże zmiany stawek. Cechą tego mechanizmu jest również wliczanie dwukrotnie do stawek kosztów strat. Aby uniknąć obciążania uczestników rynku dwukrotnie za straty stosuje się dwukrotne wyznaczanie stawek ze skalowaniem stawek wynikających z kosztów strat sieciowych.

Zwolennikami tej metody są OSP ponieważ pozwala ona w łatwy sposób przenosić koszty na uczestników rynku. Przeciwnikami są z reguły odbiorcy podkreślający centralistyczny charakter metody oraz jego wrażliwość i duże koszty transakcyjne.

Z dokumentu *The Electricity Consumers Resource Council, Washington, D.C. – 2001* oceniającego mechanizm stawek węzłowych (LMP):

- **Lack of Pricing Transparency.** LMP's ex poste "pricing" provides no pricing transparency to buyers. In fact, LMP does not produce real prices. It is merely an accounting mechanism for producing a "rate". **Brak przejrzystości metody stanowienia stawek.** Wyznaczanie „cen” węzłowych metodą krańcową w systemie ex-post nie jest jasne dla kupujących. W rzeczywistości nie są to żadne ceny. Jest to głównie mechanizm rozliczeniowy produkujący stawki.
- **High Transaction Costs.** LMP assigns "prices" on a nodal basis. Even a relatively small electrical systems such as PJM or ISO New York can have thousands of nodes. The resulting high transaction costs associated with using nodal pricing limit market participation and entry. **Duże koszty transakcyjne.** Mechanizm ten (LMP) przydziela tzw. „ceny” do węzłów. Nawet w relatywnie małym systemie jak PJM czy ISO w Nowym Jorku jest tysiące węzłów. W rezultacie duże koszty transakcyjne związane w używaniem stawek węzłowych ogranicza uczestnictwo w rynku.
- **Regulated And Unregulated Services Are Needlessly Bundled.** Under LMP, transmission (a regulated service) is bundled with the generation commodity (unregulated market). **Połączenie usług regulowanych i wolnego rynku.** Przy korzystaniu z mechanizmu LMP przesył (usługa regulowana) jest łączona z produkcją energii elektrycznej (wolny rynek).
- **LMP Is A New Monopoly Susceptible To Market Power Abuse.** LMP requires the establishment of a new monopoly- the pool or exchange- which will dominate the market. No other commodity is traded in such a pool or exchange. **Mechanizm LMP jest nowym monopolem** podatnym na nadużywanie siły rynkowej. Mechanizm ten wymaga ustanowienia nowego monopolu jak pool czy obligatoryjna giełda, który zdominuje rynek. Na żadnych innych rynkach nie handluje się w taki sposób.

Wielu ekspertów również wskazuje na wady tej metody.

Na przykład w pracy *„Electricity Economics – Regulation and Deregulation”*, G. Rothwell, T. Gomez, John Wiley & Sons Publication, New York, 2003.

Under deregulation, the following drawbacks have been pointed out regarding the use of optimization tools for calculating nodal prices. *W warunkach rynkowych, następujące wady są wskazywane w stosunku do użycia narzędzi optymalizacyjnych dla wyznaczania cen węzłowych:*

- Nodal prices are extremely sensitive to data, particularly to line flow limits that depend on complicated, and sometimes subjective, technical considerations. *Stawki węzłowe są bardzo wrażliwe na zmianę danych wejściowych, w szczególności na maksymalne zdolności przepustowe linii przesyłowych, które zależą od skomplikowanych, czasem subiektywnych, technicznych rozważań (analiz).* Algorytm LMP wyznaczając stawki węzłowe wlicza podwójnie koszty strat sieciowych. Stawkę w węźle A (c_A) wyznacza się jako sumę ceny bez strat i

jako przyrostu ceny, liczonej jako iloczyn ceny energii i pochodnej zmiany strat mocy na skutek

$$P_{loss} = a * P_A^2; \quad \frac{\partial P_{loss}}{\partial P} = 2 * a * P_A$$

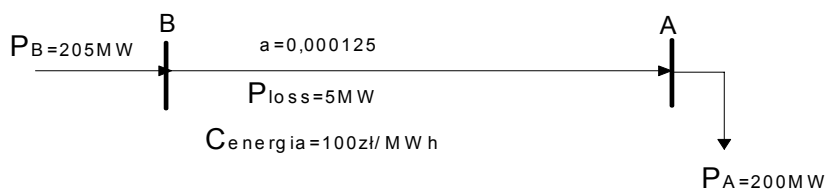
zmiany moc przyływającej do A. $\Delta c_A = c_{energia} * \frac{\partial P_{loss}}{\partial P} = 2 * c_{energia} * a * P$ **Przykład:**

$$c_A = c_A^{bez-strat} + \Delta c_A$$

Dla danego układu na Rys. 1. Cena zakupu krańcowa w A wynosi 105zł/MWh. Wobec tego uczestnik rynku płaci za energię 21000 zł. Gdyby nie było cen krańcowych odbiorca płaciłby OSP tylko 20000 zł i dodatkowo 500zł w taryfie przesyłowej za straty.

Energię na pokrycie strat OSP zakupuje po 100zł/MWh płacąc 500zł. Dzięki wprowadzeniu cen węzłowych OSP otrzymuje od odbiorcy za straty 1000zł zarabiając na tym 500zł.

Cechą metody jest to, że koszty strat są pokrywane przez odbiorców dwa razy. Jest to prawdziwe również w systemach wielowęzłowych przy zastosowaniu stawek dystansowych.



Rys. 1 Przykładowy system ze stratami

Wyliczenia:

$$\Delta c_A = 2 * 0,000125 * 100(\text{zł}) * 200 \text{ M}(\text{MW}) = 5$$

$$c_A = 100 + 5 = 105$$

$$\text{Koszt}_A(\text{bez_cen_krań}) = 100 * 200 = 20000 \text{ zł}$$

$$\text{Koszt}_A(\text{z_cenami_kran}) = 105 * 200 = 21000 \text{ zł}$$

$$\Delta \text{Koszt}_A = 21000 - 20000 = 1000 \text{ zł}$$

$$\text{Koszt}_{\text{Zakup_Strat_na_Rynku_OSP}} = 5 \text{ MW} * 100 \text{ zł / MW} = 500 \text{ zł}$$

2.3 Czulość na zmiany parametrów linii

W przykładach użyto system testowy firmy PA Consulting. Dane systemu testowego.

Oferty wytwórców w MW

JW.	Energia	Cena
1	1500	100,00 zł
2	200	130,00 zł
3	350	125,00 zł
4	100	120,00 zł
Razem	2150	

Odbiory w MW

Węzeł	Odbiór
1	500
3	500
4	250
5	500
Razem	1750

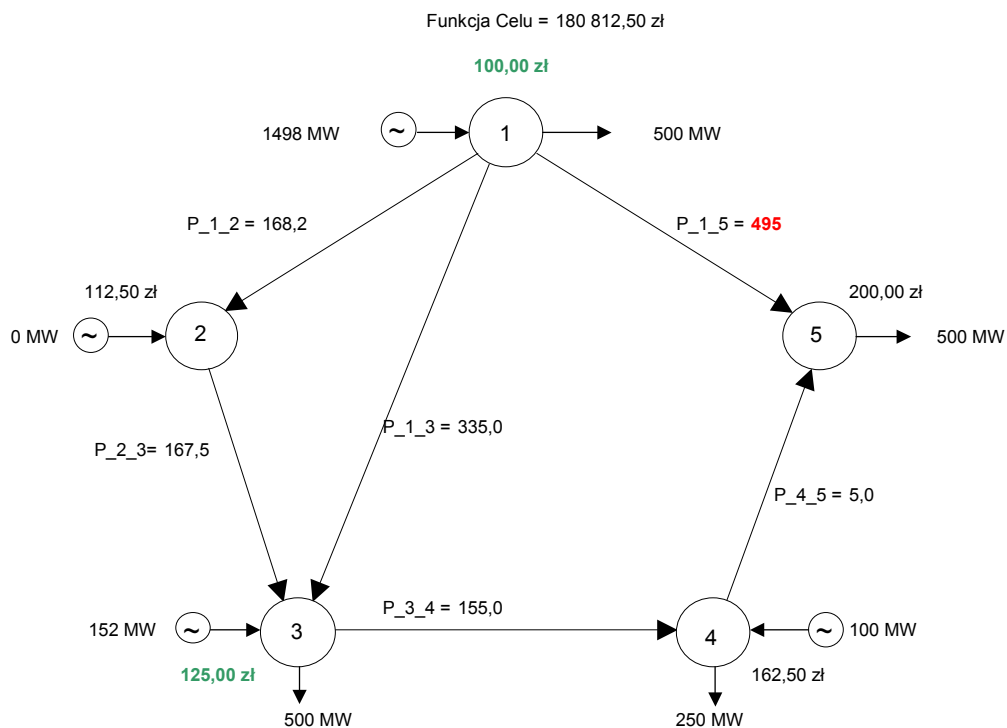
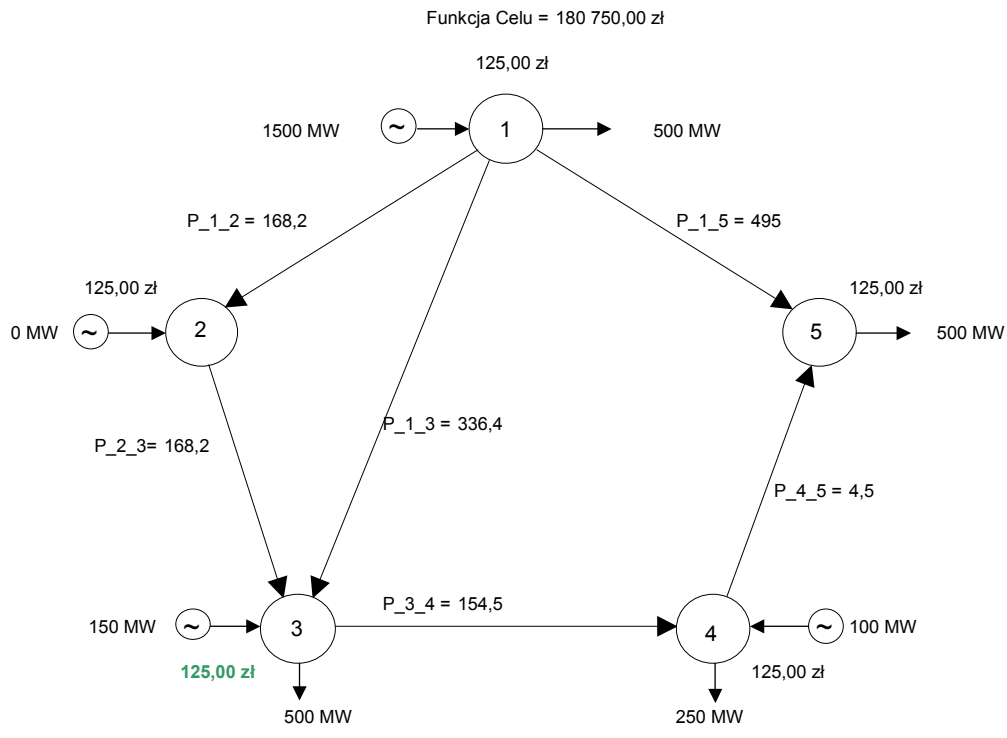
Dane linii

Linia	Reaktancja	Rezystancja	Przepustowość
1-2	0,1	0,010	200
1-3	0,1	0,010	340
1-5	0,1	0,010	500
2-3	0,1	0,010	200
3-4	0,1	0,010	800
4-5	0,1	0,010	800

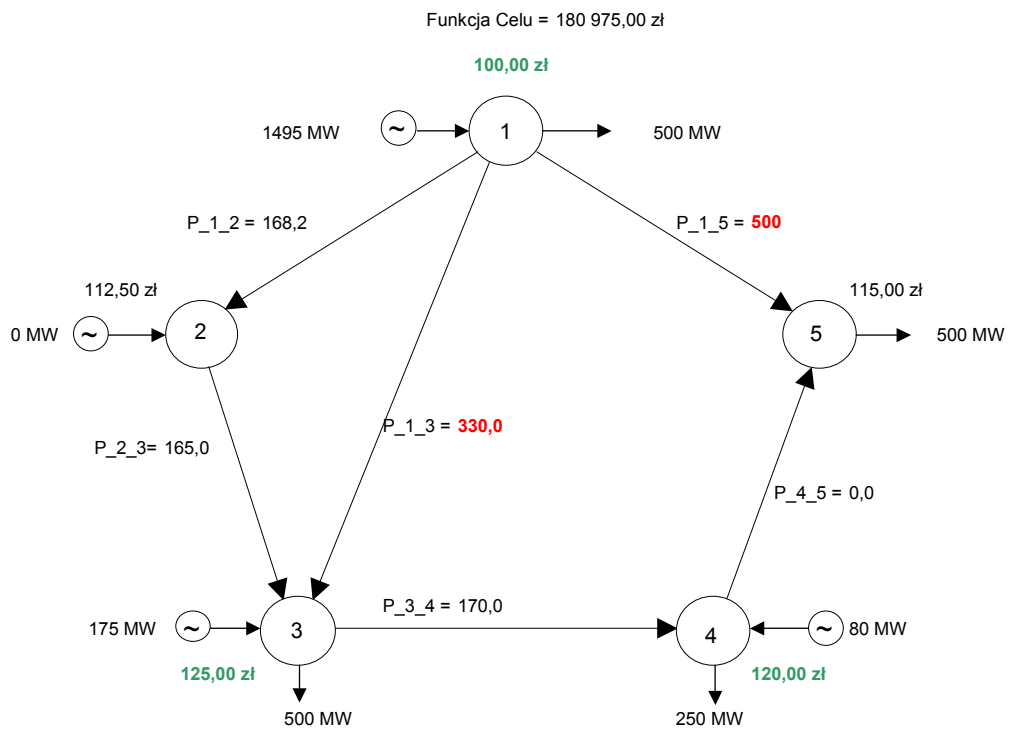
Kiedy nie ma ograniczeń w przepływie i nie uwzględnia się strat, ceny węzłowe we wszystkich węzłach są równe i wynoszą 125zł/MWh – Rys. 2. Linia P1_5 ma przepustowość 500MW. Jeżeli zmienimy przepustowość tej linii na 495MW, czyli o tylko 1%, wówczas nastąpi ograniczenie przepływu i pojawią się różne ceny węzłowe. Ceny te są bardzo wysokie, bo w węźle 5 wynosi ona 200zł/MWh pomimo, że najwyższa oferta wytwórców jest tylko 130zł/MWh – Rys. 3.

Powstaje pytanie, czy taka duża cena w węźle 5 jest uzasadniona?

Odpowiednio też rosną stawki dystansowe.



Przykład niejasności (w działaniu metody jest pokazany na Rys. 4. Dla celów zilustrowanie tego zjawiska, zmniejszono przepustowość linii P_{1_3} do 330MW z poprzednich 340MW. Wystąpiło ograniczenie przepływu w dwóch liniach, w tym również w linii w jakiej poprzednio nie było ograniczeń. Cena w węzle 5 spadła do 115zł/MWh. Energia płynie z węzłów o wyższych cenach do węzłów o niższych cenach.



Rys. 4 System testowy. Ograniczenie przepustowości linii P_1_3 z 340MW do 330MW.