

Grant: Model digital al sistemului electroenergetic - partea a II-a
Autor: Director Prof.dr.ing. Nemes Mircea
Universitatea: „Politehnica” din Timisoara

Restructurarea sistemelor electrice de putere reprezinta una din cele mai importante si interesante probleme ale sistemelor, avand in vedere modificarea totala a structurii functionale prin privatizare si dereglementare. Concurenta in acest domeniu stimuleaza calitatea serviciului pentru consumatori si in foarte multe tari care au inceput restructurarea dupa anul 1990 s-au constatat rezultate pozitive. Grantul s-a desfasurat pe parcursul a 2 ani, 2003 si 2004, si s-a extins asupra aspectelor legate de optimizarea functionarii sistemului in conditia existentei pietei si asupra pietei ca atare. Trebuie specificat faptul ca a fost nevoie de un soft special pentru tratarea problemelor propuse de autori, soft realizat sub denumirea de Optimal Power Price 2.0. Acest soft aduce ceva in plus fata de PowerWorld 8.0, fara ca rezultatele finale sa fie diminuate calitativ. Pentru ca problemele tratate sunt extrem de extinse, in acest raport de cercetare autorii se vor referi la minimizarea costului orar prin utilizarea taxei de penalitate progresive, apoi vor analiza bursa energiei electrice punand accent pe prognoza pretului next-day, iar in final se va prezenta succint programul OPP2.0.

I. Minimizarea costului orar prin utilizarea taxei de penalitate progresive. Functiile obiectiv sunt definite prin relatiilor (1), (2) si (3), ultima dintre ele reprezentand propunerea autorilor prin taxa de penalitate progresiva.

$$OF_1 = \sum_{i \in n \setminus SB} C_{Gi}(P_{Gi}) + \sum_{i \in n \setminus SB} C_{Ci}(P_{Ci}) + C_{SB}(P_{SB}) \quad (1)$$

$$OF_2 = \sum_{i \in n \setminus SB} C_{Gi}(P_{Gi}) + \sum_{i \in n \setminus SB} C_{Ci}(P_{Ci}) + C_{SB}(P_{SB}) + \sum_{i,j \in n} PT \cdot (S_{ij} - S_{ij}^{\max}) \quad (2)$$

$$OF_3 = \sum_{i \in n \setminus SB} C_{Gi}(P_{Gi}) + \sum_{i \in n \setminus SB} C_{Ci}(P_{Ci}) + C_{SB}(P_{SB}) + \sum_{i,j \in n} PT_0 \cdot (S_{ij} - S_{ij}^{\max}) \cdot (S_{ij} - S_{ij}^{\max}) \quad (3)$$

CU:

$$PT = PT_0 \cdot (S_{ij} - S_{ij}^{\max}) \quad (4) \quad P_{Gi} - P_{Ci} = \sum_{j \in n} U_i \cdot Y_{ij} \cdot U_j \cdot \cos(\delta_i - \delta_j - \psi_{ij}) ; i \in n$$

$$\sum_{i \in n \setminus SB} P_{Gi} + P_{SB} = \sum_{i \in n \setminus SB} P_{Ci} + \Delta P_{\Sigma} \quad (5a) \quad Q_{Gi} - Q_{Ci} = \sum_{j \in n} U_i \cdot Y_{ij} \cdot U_j \cdot \sin(\delta_i - \delta_j - \psi_{ij}) ; i \in n \quad (5h)$$

$$P_{Gi}^{\min} \leq P_{Gi} \leq P_{Gi}^{\max} ; i \in n \quad (5b) \quad S_{ij} < S_{ij}^{\max} ; \quad (5m)$$

$$Q_{Gi}^{\min} \leq Q_{Gi} \leq Q_{Gi}^{\max} ; i \in n \quad (5c) \quad P_{ij} = U_i^2 \cdot Y_{Lij} \cdot \cos \psi_{Lij} - U_i \cdot Y_{Lij} \cdot U_j \cdot \cos(\delta_i - \delta_j - \psi_{Lij}) \quad (5p)$$

$$P_{Ci}^{\min} \leq P_{Ci} \leq P_{Ci}^{\max} ; i \in n \quad (5d) \quad t_i^{\min} \leq t_i \leq t_i^{\max} \quad (5r)$$

$$Q_{Ci}^{\min} \leq Q_{Ci} \leq Q_{Ci}^{\max} ; i \in n \quad (5e)$$

$$U_i^{\min} \leq U_i \leq U_i^{\max} ; i \in n \quad (5f)$$

unde:

- P_{Gi} - puterea activa injectata in nodul i;
- P_{ij} - puterea activa de transfer pe latura ij;
- Q_{Gi} - puterea reactiva injectata in nodul i;
- P_{Ci}, Q_{Ci} - puterile active si reactive ale sarcinii in nodul i;
- t_i^{\min}, t_i^{\max} - limitele prizelor de reglare ale transformatorului laturii i;
- n - numarul de noduri pentru sistem.

S-au studiat doua cazuri: primul caz s-a referit la un sistem cu 4 noduri pentru care s-au considerat 2 noduri sursa (1 si 2) si un nod consumator (3) cu generator virtual care modeleaza diminuarea cererii consumatorului, fig.1.

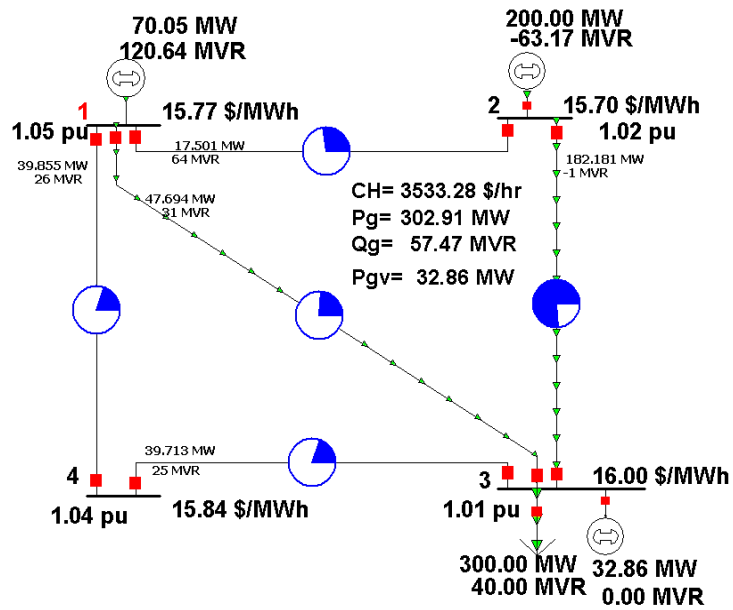


Fig. 1. Sistemul test cu 4 noduri
 Rezultatele obtinute sunt prezentate intr-un domeniu spatial in fig. 2 si fig. 3.

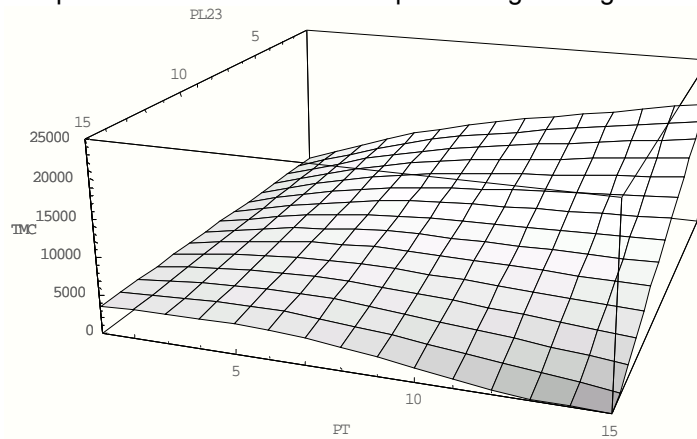


Fig. 2. Domeniul spatial al costului minim in functie de limita de incarcare si taxa de penalitate.

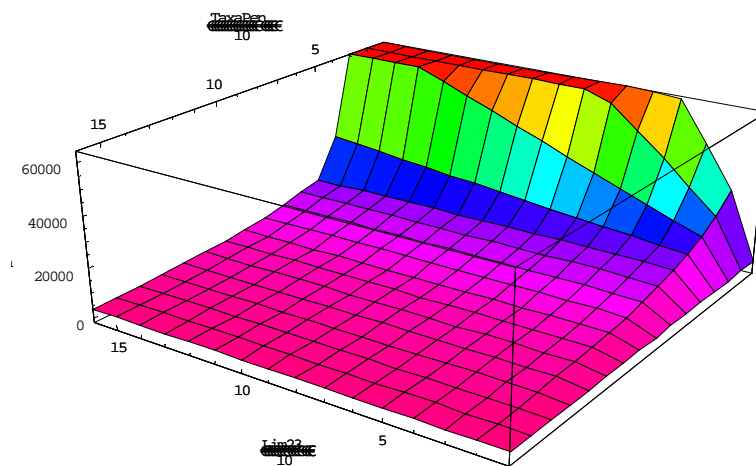


Fig. 3. Domeniul spatial al costului total minim in functie de limita de incarcare si taxa de penalitate.

Aplicatia extinsa a avut ca obiect sistemul test cu 25 de noduri, fig. 4.

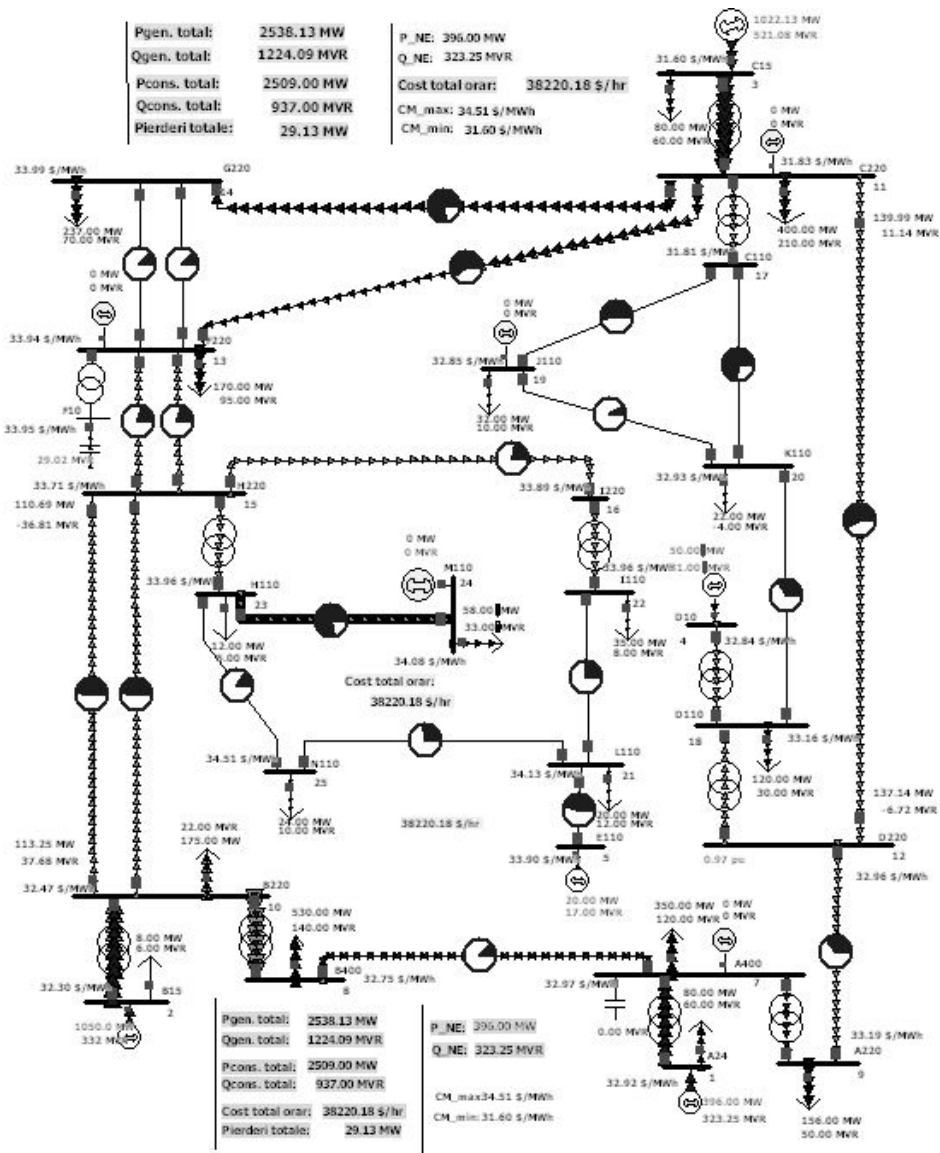


Fig. 4. Sistemul test cu 25 de noduri

Caracteristicile de cheltuieli ale centralelor sunt:

$$C_1(P_{G_1}) = 200 + 20P + 0,02P^2 \text{ \$/h;}$$

$$C_2(P_{G_2}) = 4P \text{ \$/h;}$$

$$C_3(P_{G_3}) = 100 + 10P + 0,01P^2 \text{ \$/h;}$$

$$C_4(P_{G_4}) = 300 + 30P + 0,03P^2 \text{ \$/h;}$$

$$C_5(P_{G_5}) = 6P \text{ \$/h;}$$

cu

$$P_{G_1}^{\max} = 990 \text{ MW (slack bus)}$$

$$P_{G_2}^{\max} = 1050 \text{ MW;}$$

$$P_{G_3}^{\max} = 1200 \text{ MW;}$$

$$P_{G_4}^{\max} = 50 \text{ MW;}$$

$$P_{G_5}^{\max} = 20 \text{ MW.}$$

S-au considerat 5 consumatori cu posibilitati de diminuare a cererii. In figurile 5, 6 si 7 se prezinta cheltuielile datorate congestiilor si costul orar pentru congestii pe laturile 10 – 15 si 11- 12. Taxa de penalitate $PT_0 = 5\$/MW^2h$.

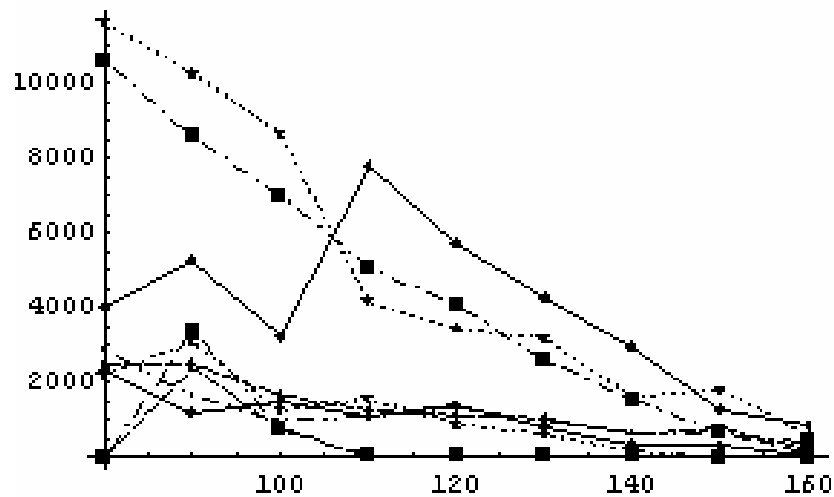
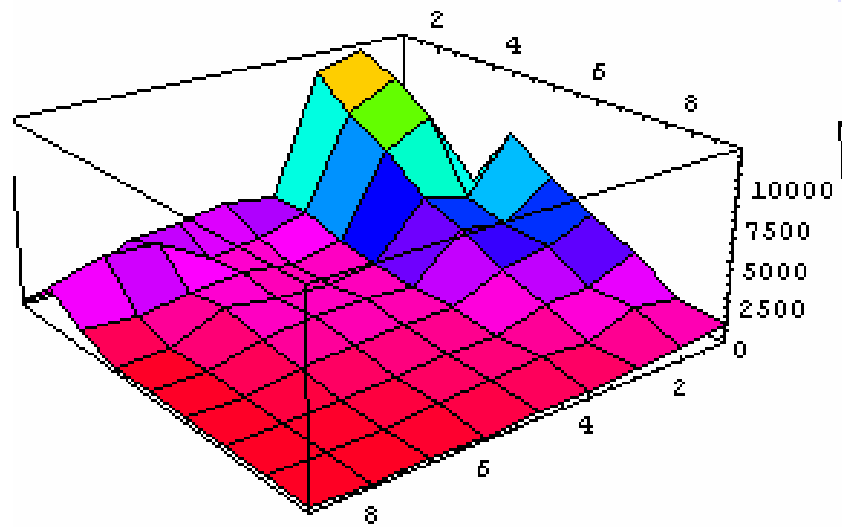
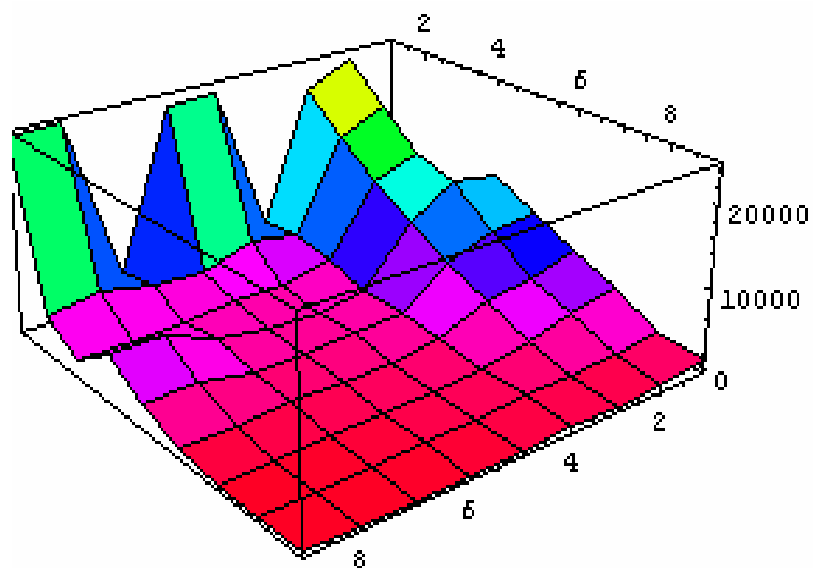


Fig. 5. Congestie pe latura 10 – 15.



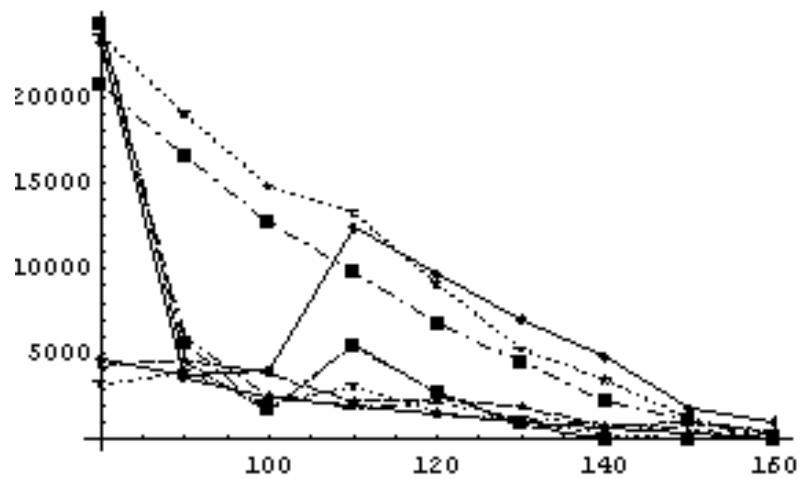


Fig. 6. Congestie pe latura 11 – 12.

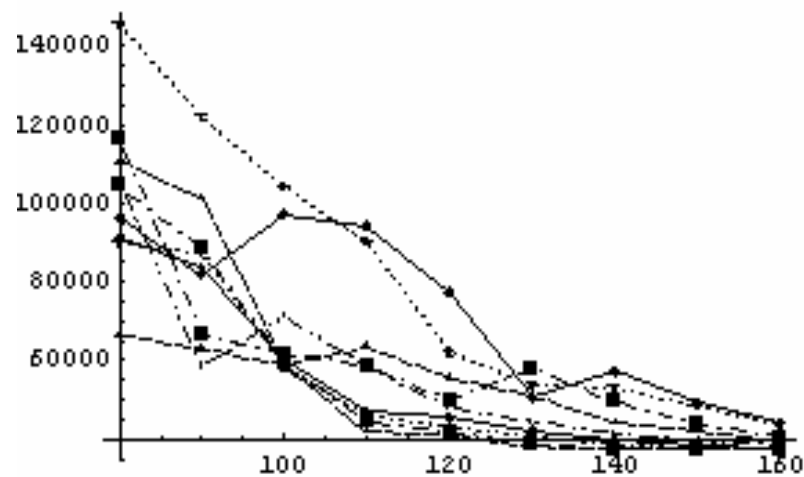
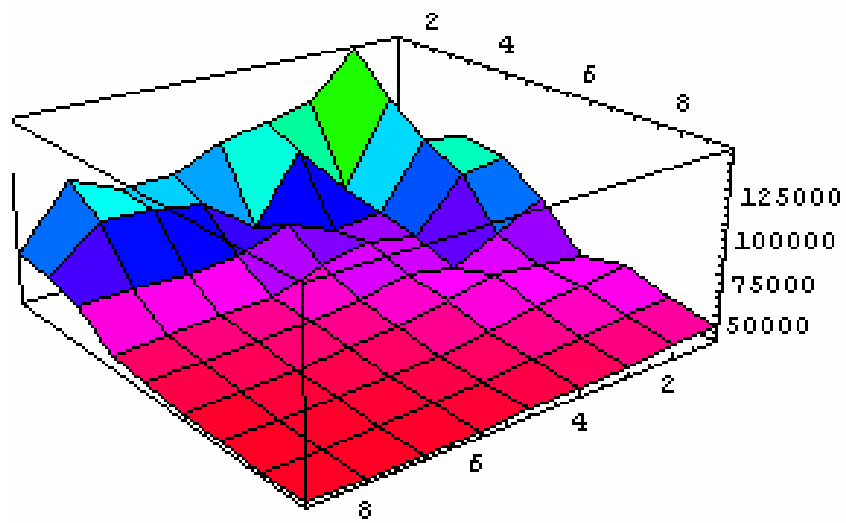


Fig. 7. Costul orar pentru congestiile pe laturile 10 – 15 si 11 – 12. $PT_0 = 5\$/MW^2h$

In figura 8 se considera functia de cheltuieli datorate diminuarii sarcinii de tipul $C_c(P_c) = 50P_c + 0,1 P_c^2$ [\$/h].

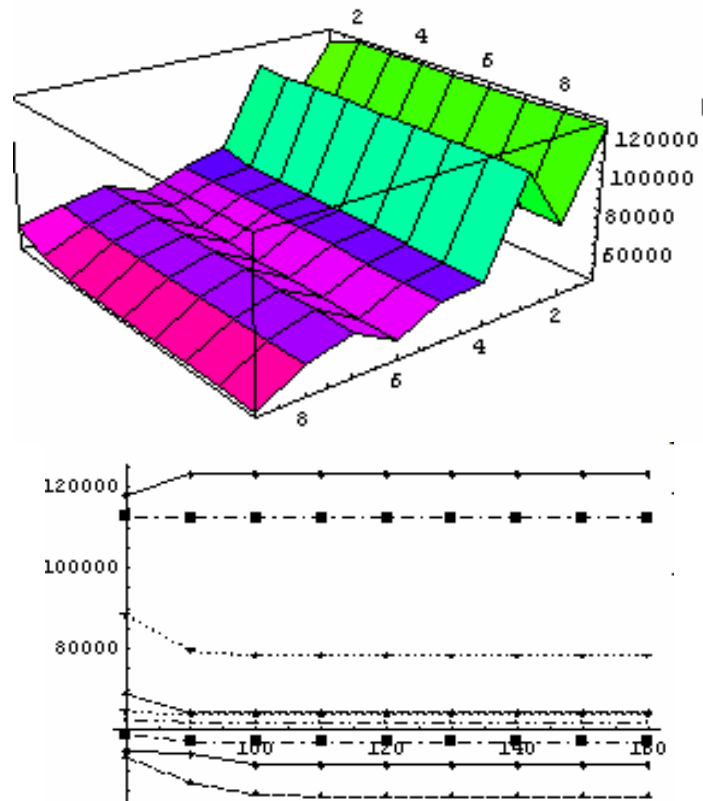


Fig. 8. Costul orar pentru congestie pe laturile 10 – 15 si 11 – 12. $PT_0 = 15 \text{ \$/MW}^2\text{h}$

Concluzii. Taxa de penalitate are un rol important in actiunea de minimizare a costului orar daca se accepta ca termen in functia obiectiv. Variatia graduala a acesteia este pozitiva in actiunea de optimizare si lucrarea arata acest lucru.

Bibliografie:

1. Gribik P.R., Angelidis G.A., Kovacs R.R., *Transmission Access and Pricing with Multiple Separate Energy Forward Markets*, IEEE Trans. on PAS, vol.14, No.3, pp.865-876, 1999
2. Weber J.D., Overbye T.J., De Marco C.L., *Inclusion of Price Dependent Load Models in the Optimal Power Flow*, Proc. of the Hawaii International Conference on System Sciences, January 6-9, 1998, Kona, Hawaii
3. El-Keib A.A., Ma X., *Calculating Short-Run Marginal Costs of Active and Reactive Power Production*, IEEE Trans. on PAS, vol.12, No.2, pp.559-566, 1997
4. Nemeş M., Vuc Gh., Păunescu D., *The Price of the Access to the Transport System*, FOREN 2002, Energy Market and European Integration, Section 2, June 9/13, 2002, Neptun-Olimp, Romania
5. Nemeş M., Vuc G., Păunescu D., *Influence of Price Dependent Load in the Marginal Cost of Power Systems*, Proc. of the fourth International Conference on Technology and Automation, pp.127-133, 5-6 oct. 2002, Thessaloniki, Greece, ISBN 960-8050-98-7
6. Nemeş M., Vuc G., Păunescu D., *Influence of Price Dependent Load in the Management of Congestions*, 6th International Conference of Applied Electromagnetics PES 2003, Nis, Serbia and Montenegro, pp.197-200
7. Nemeş M., Vuc G., Păunescu D., *Influence of Penalty Tax in the Management of Congestions*, Balkan Power Conference, BPC 2003, Ljubljana, Croatia, Bucharest Romania
8. Păunescu D., Nemeş M., Vuc G., *Optimizarea costului generării și influența sa asupra reducerii puterii la consumator*, Conferința Internațională Energie-Mediu, CIEM 2003, Vol.I, pp.40-47, Ed. Academiei Române, ISBN 973-27-1032-2
9. Nemeş M., Vuc G., Păunescu D., *The Influence of Price Reduction Load on the Cost of Access at Transmission System*, Bul. Inst. Iași, Tom XLVIII, (LII), fasc.5, 2002, Electrotehnică, Energetică, Electronică, pp.273-278
10. Bhatti M.A., *Practical Optimization Methods*, TELOS/Springer Verlag Book, 2000

II. **Bursa energiei electrice. Prognoza prețului spot “next-day”**. De ce este importantă prognoza prețului spot “next-day” ? Producătorii și furnizorii (consumatorii) au nevoie de prognoza prețului spot pentru stabilirea strategiei de licitare destinată maximizării profitului propriu. Decizia importantă atât pentru producători cât și pentru furnizori se referă la raportul între cantitatea tranzacționată prin contracte bilaterale și respectiv prin piață. Pentru aceasta este firesc să se cunoască o prognoză a prețului energiei electrice pe termen scurt și pe termen lung, cu orizont de până la un an.

Lucrarea de față analizează prognoza prețului pe termen scurt, prețul pentru ziua următoare, next-day price, fapt ce implică calculul celor 24 de valori orare ale zilei ce urmează. Problema se rezolvă prin analiza seriei de timp, utilizând regresia dinamică. Autorii au constatat că această metodă conduce la o acuratețe surprinzător de bună pentru prognoza “next-day”. Sunt necesare anumite precauții asupra cărora se va insista în continuare. Partea aplicativă s-a axat pe datele bursei din Leipzig (EEX) care a intrat în operare la 16 iunie 2000. La data de 1 martie 2002, bursa din Leipzig a fuzionat cu bursa din Frankfurt, funcționând în continuare cu un număr de peste 120 participanți. În afara prețului spot la fiecare oră se precizează și cantitățile tranzacționate.

Tehnicile de prognoză pentru piața energiei electrice sunt de dată relativ recentă. Inițial, înainte de 1990, prognoza avea ca obiect piața centralizată [1]. Competiția a deschis un nou câmp de investigație cu tehnici speciale care utilizează modele de regresie fuzzy [2].

Rețelele neuronale au fost aplicate pentru prognoza prețului pe piața England-Wales [3] și în California [4]. De asemenea sunt de notat tehnicile bazate pe transformata Fourier și Hartley [5]. Aproximările care utilizează analiza seriei temporale s-au utilizat rar, cu toate că rezultatele au fost foarte bune [6], [7], [8].

Autorii au utilizat programul STATISTICA, cu analiza seriei temporale prin regresie dinamică și rafinare logaritmică.

Examinarea celor 32000 de date, preț spot orar, a condus la o observație importantă: volatilitatea prețului este foarte ridicată, cauzele principale sunt:

- egalitatea permanentă obligatorie între cerere și ofertă;
- volatilitatea prețului combustibilului;
- fluctuații în producția centralelor hidroelectrice;
- incertitudinea consumului;
- incertitudinea generării;
- congestiile din sistem;
- comportarea participantului la bursă (bazată pe anticiparea prețului);
- manipularea pieței.

Din aceste motive, o prognoză precisă a prețului spot este dificilă, mai dificilă decât prognoza consumului de energie electrică.

Dacă se consideră toate datele, începând cu data deschiderii bursei, 16 iunie 2000 și până în prezent, situația comparativă real - prognoză pentru fiecare oră este prezentată în tabelul 1.

Tabelul 1. Analiza prognozei

Intervalul orar	Situația comparativă
1 - 4	Prognoza este defazată față de situația reală cu aproximativ o zi
5 - 10	Prognoza urmărește întotdeauna variația reală a prețului spot
11 - 16	Prognoza urmărește variația reală a prețului spot cu mici variații
17 - 21	Prognoza urmărește întocmai variația reală a prețului spot, aceasta fiind o perioadă “foarte liniștită” din punct de vedere al variației prețului spot
22 - 24	Prognoza este defazată față de situația reală cu un defazaj de la 0,5 la 2 zile

Caracterizarea globală se determină din fig.1 și 2 pentru orele 24 și 7. Evoluția seriei temporale prognozate pentru ora 24 conduce la un “defazaj” înainte de până la două zile datorită volatilității mult mai pronunțate decât pentru ora 7. Pentru ora 7, cu o volatilitate mult mai redusă, nu apare nici un defazaj ! Valorile extreme au un minim de ordinul fracțiunilor de EURO pe MWh la Crăciun și Anul Nou și până la un maxim de 288 EURO/MWh (07.01.2003 ora 9). Valorile extreme maxime, valori ce depășesc în general 50 EURO/MWh ar putea fi reconsiderate ca valori medii ale celor adiacente. Există chiar recomandări în acest sens în literatura de specialitate. Trebuie subliniat faptul că această operație este greșită pentru că se anulează o parte din informații. În fig.3 și 4 se prezintă consecința

medierii pentru ora 10 cu informația completă (fig.3) și cu medierea valorilor ce depășesc 50 EURO/MWh.

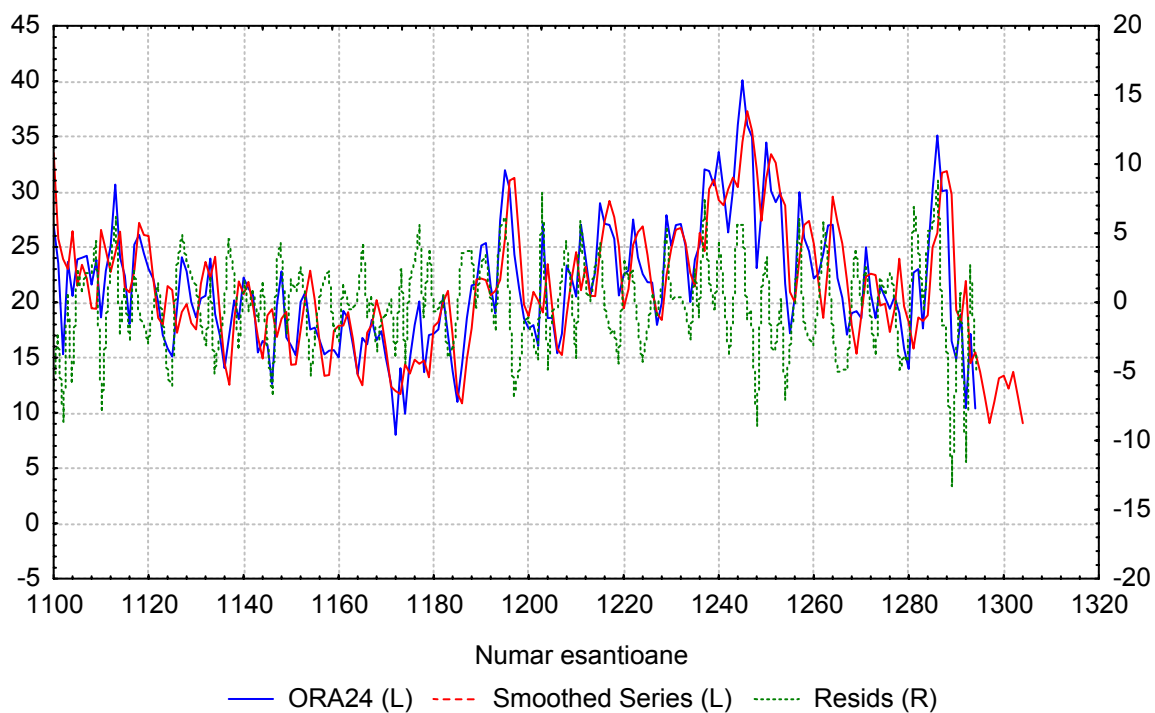


Fig.1. Prognoza pentru ora 24

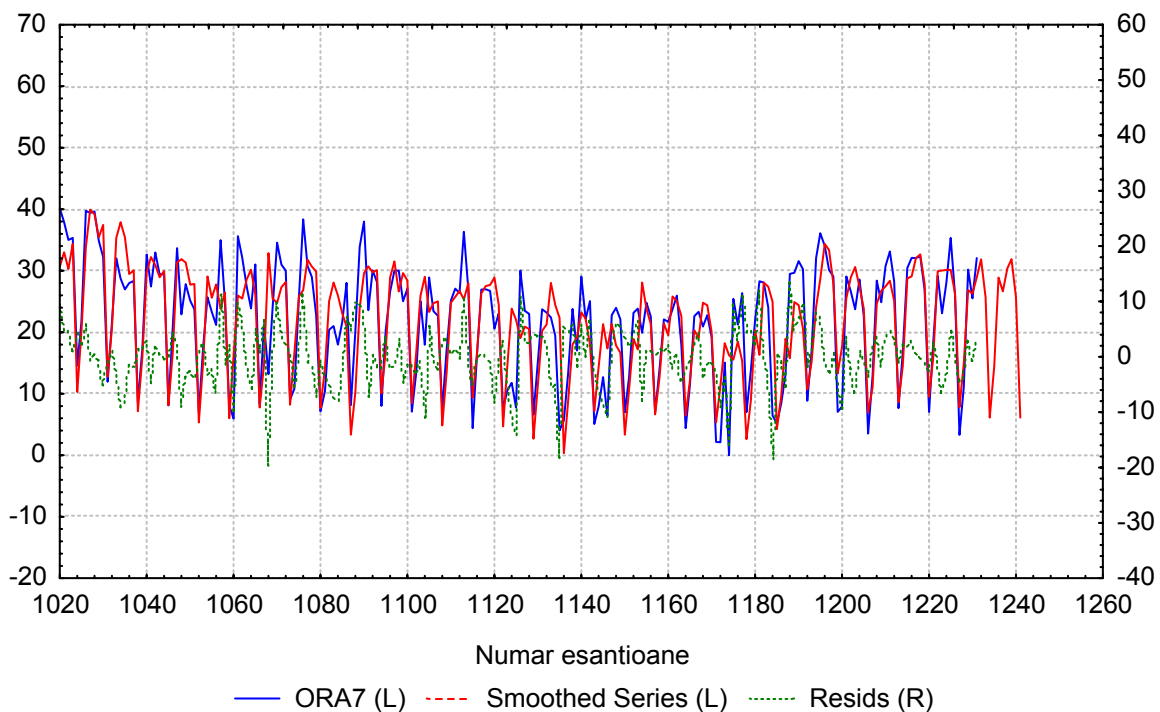


Fig.2. Prognoza pentru ora 7

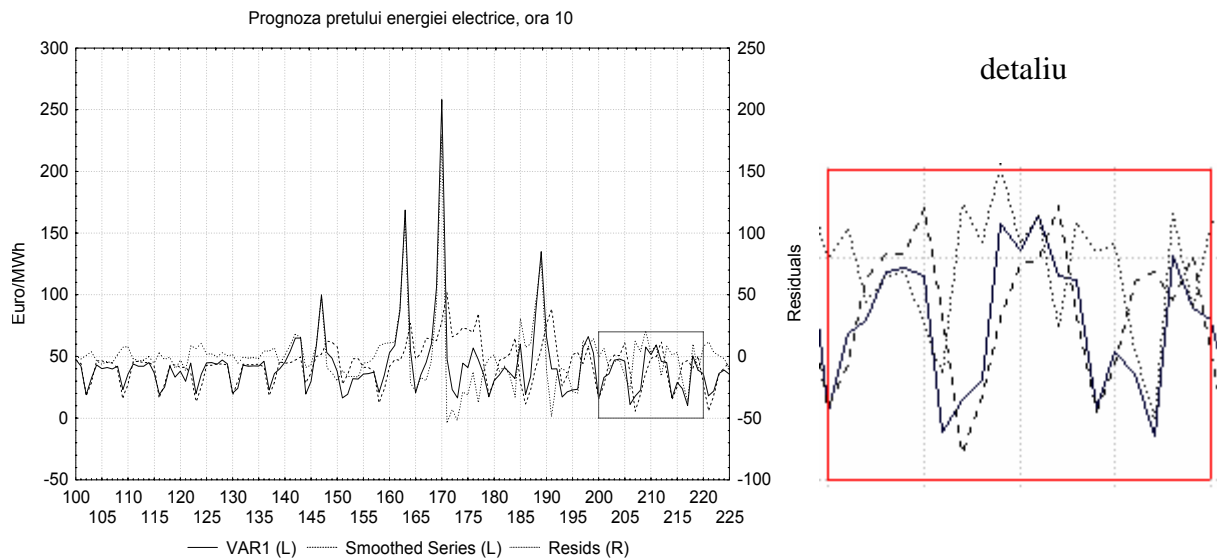


Fig.3. Prognoza pentru ora 10 cu informația completă

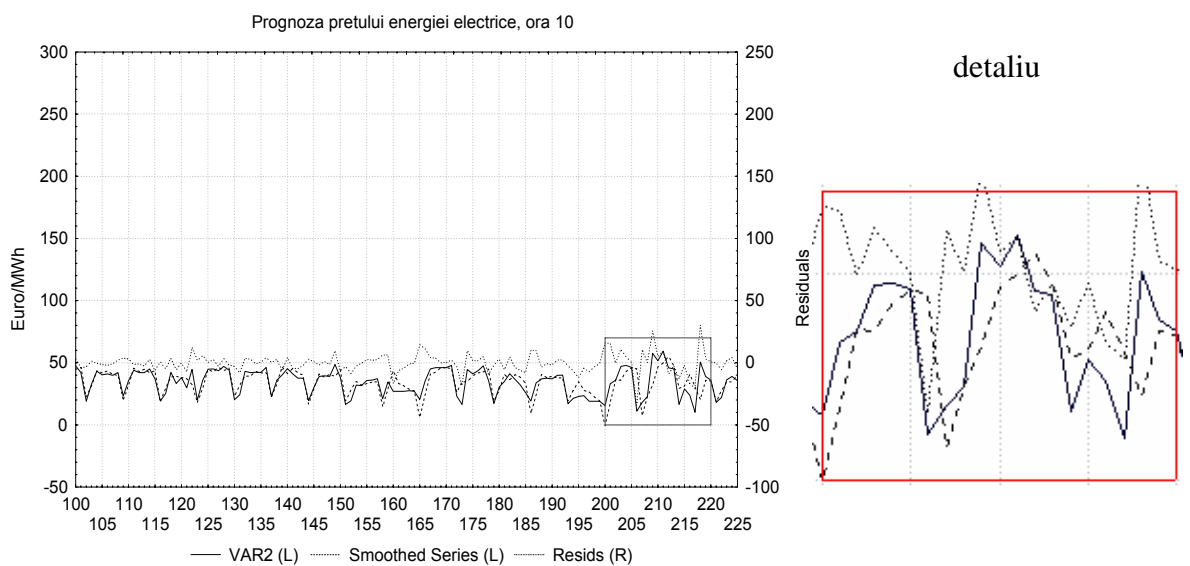


Fig.4. Prognoza pentru ora 10 cu reconsiderarea valorilor peste 50 EURO/MWh

Se observă efectul defavorabil al acestei intervenții

Un aspect foarte important și totodată interesant este determinarea repartiției de probabilitate pentru prețul spot la fiecare oră. Deoarece acesta este un element de tip hazard antropoc funcția de repartiție trebuie să fie normală (Gauss), chiar dacă în diverse zone se petrec multe evenimente “anormale” cu impact asupra prețului spot al energiei electrice.

Evaluarea s-a făcut prin luarea în considerare a tuturor informațiilor, începând cu data de 16 iunie 2000. Același rezultat s-a obținut și cu informația corespunzătoare unui singur an, ceea ce dovedește calitatea distribuției de probabilitate.

În fig.5. sunt reprezentate câteva funcții de probabilitate. S-au ales orele tipice 24, 7 și 10, cu caracteristici de volatilitate mult diferite. Așa cum era de așteptat, gradul de volatilitate pentru eşantioanele suficiente de mari de date nu influențează funcția de probabilitate. Testul conduce cu certitudine la o funcție de probabilitate de tip normal. O observație importantă trebuie relevată: în timp, în intervalul 2000 – 2004, se constată o ușoară scădere a prețului spot mediu. Scăderea este surprinzătoare, având în vedere tendința contrară a combustibililor în general.

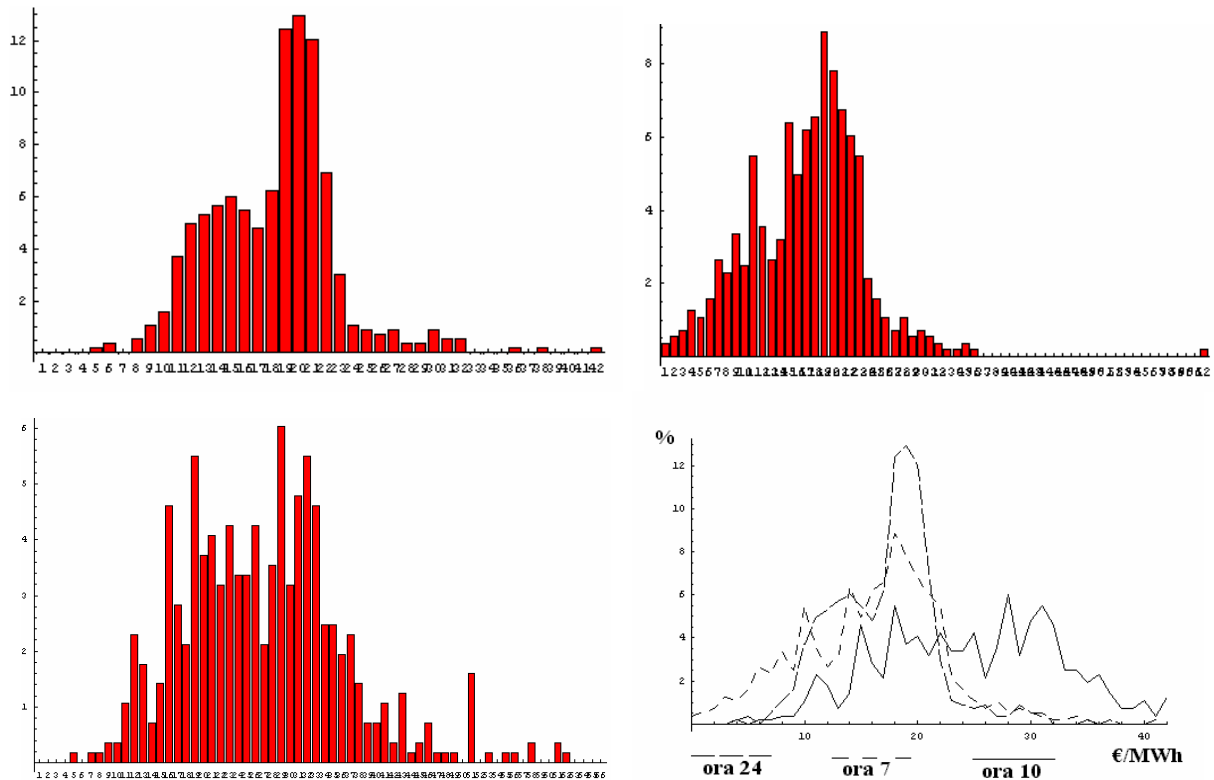


Fig.5. Funcția de probabilitate pentru valorile reale de la orele 24, 7 și 10;
a. ora 24, b. ora 7, c. ora 10, d. comparația celor trei funcții de probabilitate.

Una din problemele cele mai interesante și mai importante în cazul prognozei "next-day" este aceea a eșantionului informație. Întrebarea care se pune este firească: este indicată o cantitate mare de informație istorică sau relativ mică? Răspunsul este ușor de dat având în vedere că prețul spot se poate modifica brusc datorită unui act de terorism, datorită unui val de căldură sau de frig etc. Presupunerea că eșantionul informației cel mai potrivit pentru prognoza "next-day" este o săptămână sau două a fost confirmat prin numeroasele teste efectuate. În fig.6, 7 și 8 se prezintă pentru comparație prognoza prețului energiei electrice pentru 28 aprilie 2003, pentru eșantioane de o săptămână (20 - 27 aprilie 2003), două săptămâni (13 - 27 aprilie 2003) și o lună (28 martie - 28 aprilie 2003).

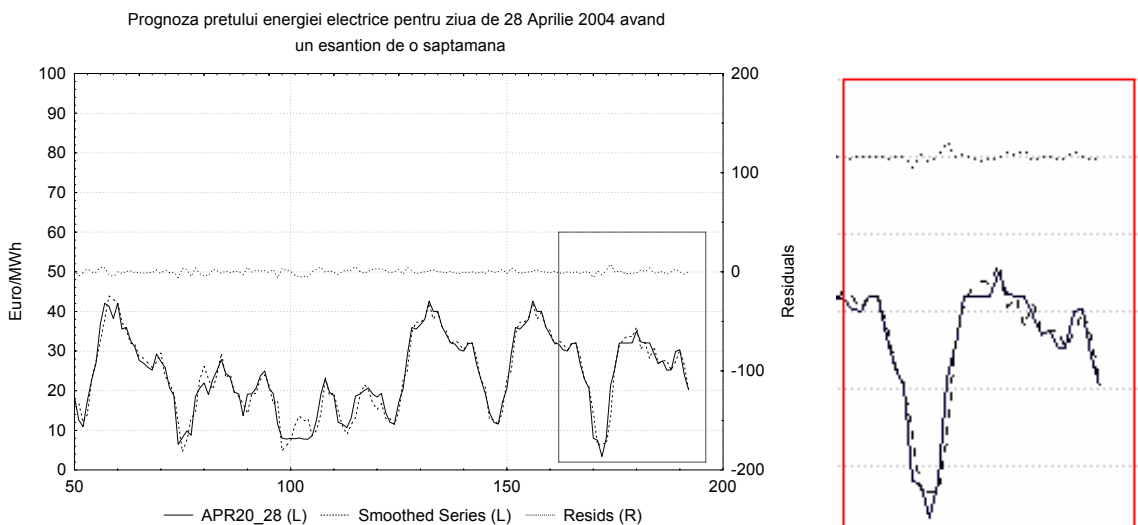


Fig.6.a. Prognoza pentru 28 aprilie 2003, eșantion o săptămână; b. Detaliu comparativ al prognozei pentru 28 aprilie 2003

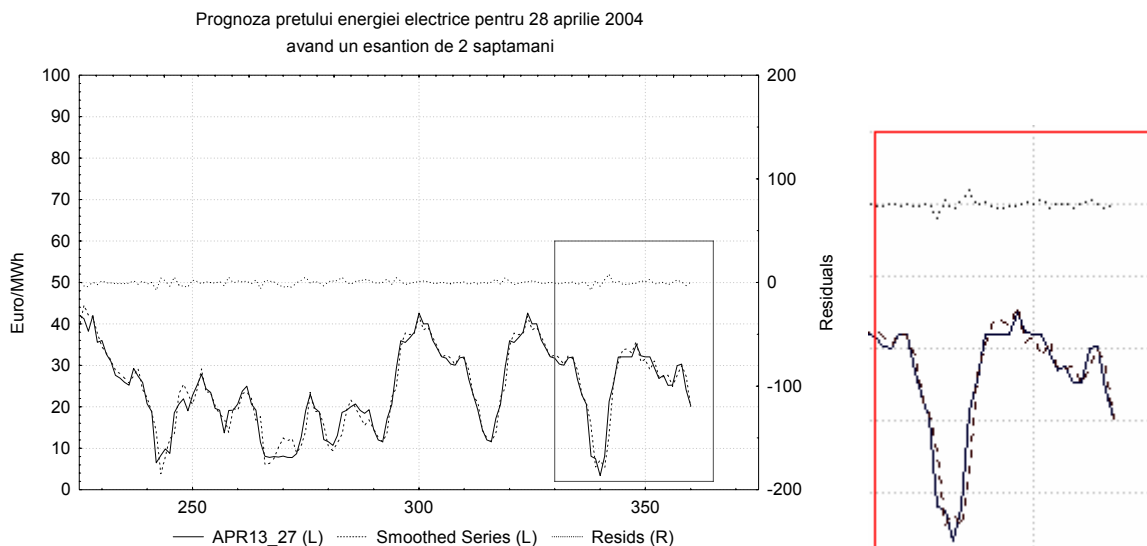


Fig.7.a. Proгноza pentru 28 aprilie 2003, eşantion 2 săptămâni; b. Detaliu comparativ al prognozei pentru 28 aprilie 2003

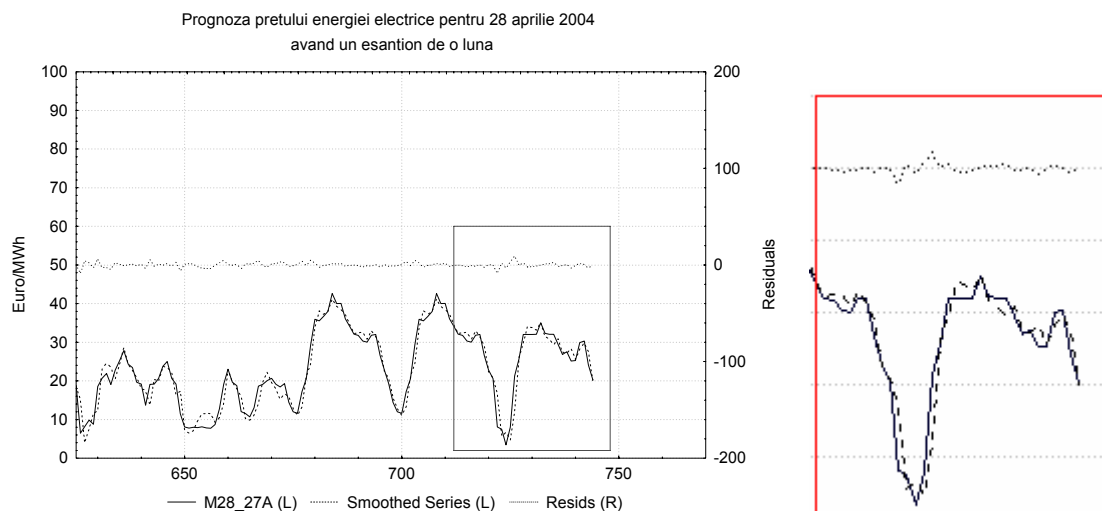


Fig.8.a. Proгноza pentru 28 aprilie 2003, eşantion o lună; b. Detaliu comparativ al prognozei pentru 28 aprilie 2003

Tabelul 2 prezintă o comparație a celor 6 cazuri. Se observă o degradare a rezultatului pe măsura creșterii eşantionului informației istorice.

Tabelul 2. Proгноza next-day. Eşantion cunoscut între o săptămână și 3 luni

Cazuri	Min 1	Max 1	Min 2	Max 2	Finalul zilei	Valoarea coeficientului de corelație
<i>real</i>	5	35	26	31	20	-
1 săpt.	5	40	27	30	24	0,956
2 sapt.	15	38	26	29	24	0,95
1 lună	15	35	26	30	23	0,944
2 luni	15	27	27	32	24	0,905
3 luni	18	33	27	33	24	0,897

Din analiza efectuată rezultă cea mai bună prognoză pentru o săptămână sau 2 săptămâni ca eşantion informațional. Pentru alte situații clasamentul a fost totdeauna favorabil eşantionului de o săptămână, chiar dacă în săptămâna considerată au existat valori de excepție, fig.9.

O altă modalitate posibilă este prognoza care consideră eşanţionul informaţional format numai din zile identice cu ziua subiect. Acest lucru este posibil deoarece seria temporală evidenţiază o individualitate tipică a zilelor săptămânii, atât ca formă cât şi ca valori. Pentru o zi de "vineri", cu un eşanţion de 3 luni (12 zile informaţie) sau 6 luni (24 zile informaţie) se evidenţiază rezultatul superior pentru eşanţionul 3 luni, fig. 10, 11.

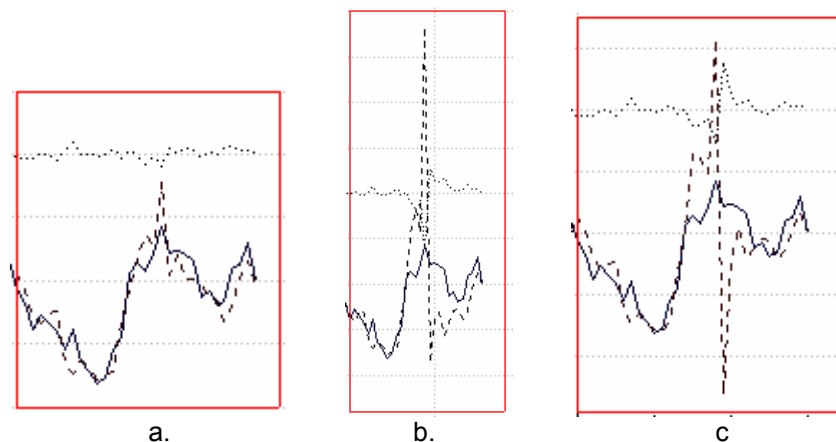


Fig.9. Prognoza pentru 31 iulie 2003. a. eşanţion o săptămână; b. eşanţion 2 săptămâni; c eşanţion o lună

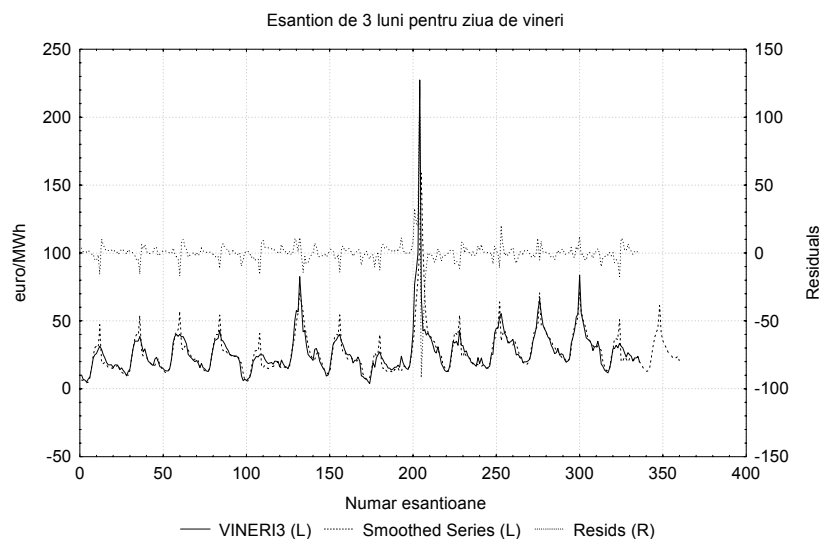


Fig.10. Prognoza pentru ziua de vineri, eşanţion 3 luni; $\square = 0,946$

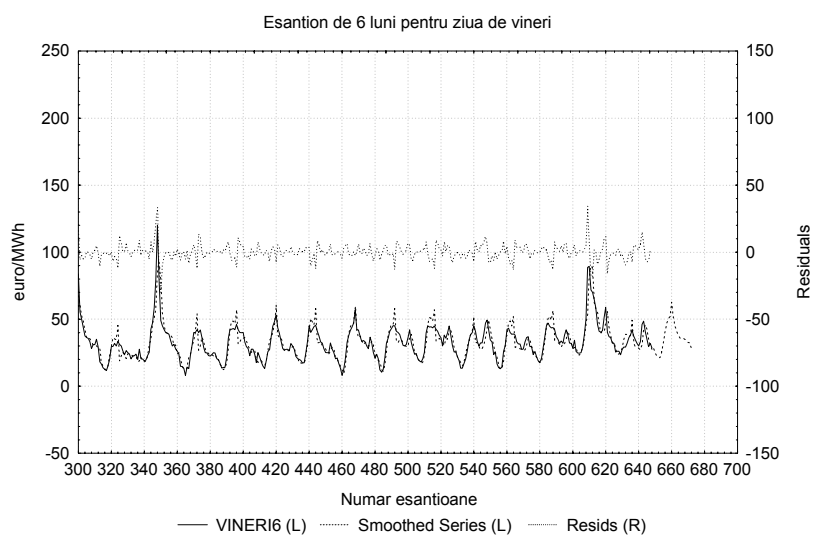


Fig.11. Prognoza pentru ziua de vineri, eşanţion 6 luni; $\square = 0,857$

Corelația preț - cantitate tranzacționată trebuie să se înscrie în regula pieței: cu cât cantitatea tranzacționată este mai mare, prețul de echilibru este mai mic. Alegându-se ziua de 20 iunie pentru 2002, 2003 și 2004, în tabelul 3 se prezintă valorile coeficientului de corelație.

Tabelul 3. Corelația dintre prețul energiei electrice și cantitatea tranzacționată

Ziua considerată	Valoarea coeficientului de corelație	Prețul spot EURO/MWh	
		Min	Max
20 iunie 2002	-0,307	18	280
20 iunie 2003	-0,199	9	27
20 iunie 2004	-0,814	3	20

Se constată o situație normală pentru 20 iunie 2004, pentru celelalte două situații, cu prețuri mici, se pare că a existat o manipulare a pieței, fiind ușor de anticipat prețul în ziua următoare.

Concluzii. Dificultatea prognozei "next-day" se datorează hazardelor antropice în special cu accent pe situații de conjunctură de tip ambiental, social, politic sau funcțional pentru sistemul electric de putere. Un studiu pertinent obligă la o analiză exhaustivă uzând de zeci de mii de date.

Concluziile principale sunt:

- analiza seriei de timp a valorilor istorice ale prețului spot prin metoda regresiei dinamice conduce la rezultate foarte bune, rafinarea logaritmică fiind obligatorie;
- corectarea volatilității prin limitarea valorilor mari este eronată, conducând la rezultate false;
- se confirmă distribuția de probabilitate normală a prețului spot pentru orice oră și orice interval de timp semnificativ;
- eșantionul optim pentru prognoza prețului "next-day" este o săptămână. O informație mai amplă introduce erori datorită numeroaselor evenimente conjuncturale cu durată scurtă și caracter efemer;
- eșantionul informațional poate fi constituit din zilele anterioare identice cu ziua subiect, dar și aici informația optimă trebuie să apeleze doar 3 luni (12 zile);
- evaluarea coeficientului de corelație preț spot - cantitate tranzacționată este un instrument eficace pentru administratorul pieței privind prezumția manipulării pieței. Volatilitatea pronunțată a prețului spot asigură corectitudinea stabilirii prețului de echilibru pe piață.

Bibliografie:

1. G. Gross, F.D. Galiana, *Short-term Load Forecasting*, Proc.IEEE, vol.75, pp.1558-1573, dec.1987
2. T. Nakashima, M., Dhalival, T.Niimura, *Electricity Market Data Representation by Fuzzy Regresion Models*, Power Eng. Summer Meet, WA, July, 2000
3. B. Ramsay, A.J. Wang, *An Electricity Spot-price Estimator with Particular Reference to the Weekends and Public Holidays*, Proc. UPEC, Manchester, U.K., Sept. 1997, pp.371-374.
4. F. Gao, X.Guan, X.-R. Cao, A. Papaloxopoulos, *Forecasting Power Market Clearing Price and Quantity Using a Neural Network Method*, Proc. Power Engineering Summer Meet., Seattle, W.A., July 2000, pp.2183-2188
5. J.D. Nicolaisen, C.W. Richter Jr., G.B. Sheblé, *Signal Analysis for Competitive Electric Generation Companies*, Proc. Conf. Electric Utility Derefulation and Restructuring and Power Technologies, London, U.K., Apt. 2000, pp. 4- 7
6. F.J. Nogales, J. Contreras, A.J. Conejo, R. Espinola, *Forecasting Next-Day Electricity Prices by Time Series Models*, IEEE Transactions on Power Systems, May 2002, vol.17, No.2, pp.342-348
7. M.Nemeș. D.Păunescu, G.Vuc, *Corelația regret – profit pe piețele de energie electrică*, Energetica, vol.51, nr.11-12, pp.526 – 528, 2003
8. M. Shahidehpour, H. Yamin, Z. Li, *Market Operations in Electric Power Systems*, New York, Wiley & Sons, 2002.

III. **PROGRAMUL „OPTIMAL POWER PRICE”**. Procedul propus de autori , [1], pentru rezolvarea problemei de minimizare descrise deja mai sus face apel la capacitățile de programare ale puternicului „computer algebra system” Mathematica 4.2 produs de Wolfram Research, Inc. Problema nu poate fi rezolvată direct deoarece pachetele incluse în versiunea sa standard nu sunt gândite decât pentru funcții obiectiv și restricții (egalități sau inegalități) liniare.

O colecție consistentă de algoritmi dedicați soluționării acestui neajuns este conținută în cartea lui M. A. Bhatti [3]; mai mult, fiecare din acești algoritmi este însoțit de pachete Mathematica ce vin să ușureze rezolvarea problemelor de optimizare. Nici aceste facilități nu sunt îndestulătoare pentru soluționarea problemei propuse deoarece variabilele reprezentate de puterile care circulă prin sistem sunt legate între ele prin matricea admitanțelor BSH al cărei determinant este nul.

Programul OPP, prin caracterul său modular, reușește rezolvarea problemei chiar și în acest caz de “rea condiționare”. OPP este un modul Mathematica compus la rândul său din submodule ce rezolvă părți ale problemei de optimizare și realizează reprezentări grafice 2D și 3D ale relațiilor dintre parametri ai acesteia: cost total minim și taxa de penalitate sau costul congestiei, limitare și taxa de penalitate.

1. Introducerea datelor ce caracterizează sistemul studiat se face prin liste de lungime variabilă cu numărul nodurilor sistemului, al generatorilor, al consumatorilor, al limitărilor de circulație pe laturi laterale:

```

B =  $\begin{pmatrix} \square & \square & \square & \square \\ \square & \square & \square & \square \\ \square & \square & \square & \square \\ \square & \square & \square & \square \end{pmatrix}$  (* Matricea DC transformata *);
consumplus =  $\begin{pmatrix} \square & \square & \square & \square \\ \square & \square & \square & \square \\ \square & \square & \square & \square \\ \square & \square & \square & \square \end{pmatrix}$  (* Consumul la nodul _ *) ;
consum =  $\begin{pmatrix} \square & \square & \square & \square \\ \square & \square & \square & \square \\ \square & \square & \square & \square \\ \square & \square & \square & \square \end{pmatrix}$  (* Consumul la nodul _ *) ;
limite =  $\begin{pmatrix} \square & \square & \square & \square \\ \square & \square & \square & \square \\ \square & \square & \square & \square \\ \square & \square & \square & \square \end{pmatrix}$  (* Limitare pe latura _ _ *) ;
puteri =  $\begin{pmatrix} \square & \square & \square & \square \\ \square & \square & \square & \square \\ \square & \square & \square & \square \\ \square & \square & \square & \square \end{pmatrix}$  (* Puterea generata in nodul _ *) ;
limitcond =  $\begin{pmatrix} \square & \square & \square & \square \\ \square & \square & \square & \square \\ \square & \square & \square & \square \\ \square & \square & \square & \square \end{pmatrix}$  (* Limitarea restrictiei pe latura _ _ *) ;
taxaPen = q;

```

Vectorul consumplus are aceeași dimensiune și aceleași componente cu vectorul consum cu o singură excepție: nodul în care se calculează costul marginal are consumul suplimentat cu o unitate. Este demn de precizat faptul că programul nu impune limitarea lungimii listelor alta decât programul Mathematica însuși.

2. La o primă rulare a modului OPP sunt stabilite necunoscutele auxiliare. Matricea pătrată BSH are determinantul nul și prin urmare sistemul de ecuații ce asigură legătura între puteri și unghiuri nu este determinat; alegând însă determinantul nenul de ordin maxim (egal cu rangul) și de valoare cât mai apropiată de 1, se construiește un subsistem compatibil determinat ale cărui necunoscută –fie ele unghiuri sau puteri- vor figura în continuare ca variabile principale în problema minimizării. Toate celelalte necunoscută –unghiuri sau puteri- sunt variabile auxiliare.

```

variabileNoi = Module[{solScurta}, qqq = Array[q, First[Dimensions[consum]]];
xxx = Array[x, First[Dimensions[puteri]]]; delta = Array[d, First[Dimensions[consum]]];
initiere = Flatten[{
  Flatten[Table[q[i] -> consum[[i, 1]], {i, 1, First[Dimensions[consum]]}],
  Flatten[Table[c[i] -> limite[[i, 1]], {i, 1, First[Dimensions[limite]]}],
  Flatten[Table[w[i] -> puteri[[i, 1]], {i, 1, First[Dimensions[puteri]]}]}];
p = PadRight[xxx, First[Dimensions[consum]]] - qqq /. initiere;
solScurta = Flatten[Simplify[Solve[p == B.delta, {x[1], x[2], ..., x[n]}]]];

```

3. Alegerea procedurii de minimizare depinde esențial de forma funcției obiectiv. OPP este suficient de flexibil pentru a aborda procedee specifice atât funcțiilor liniare cât și celor neliniare. Având în vedere că funcția obiectiv este pătratică, în varianta prezentată aici, OPP utilizează pachetul OptimizationToolbox`OptimalityConditions` descris în [2], unde algoritmul Karush-Kuhn-Tucker este apelat cu comanda KTSolution[f,{condiții},{variabile}]. Acest procedeu prezintă avantajul determinării automate a costurilor marginale care sunt multiplicatorii Lagrange afișați în rezultat.

4. Problema de minimizare se reformulează în noile variabile conform cerințelor procedurii ales la punctul 3 prin: stabilirea noului obiectiv, precizarea variabilelor și enumerarea condițiilor.

```

(* Determinarea legaturilor intre puterile injectate si
   unghiurile tensiunilor nodurilor *)
sol = Flatten[Simplify[Solve[p == B.delta, {x[_], ..., d[_], ..., t}]]];

pow[i_, j_] := B[[i, j]] * (d[i] - d[j]) (* Puterea de transfer pe linia i-j *);

f[x_, ..., t_, ...] := _____ (* Functia obiectiv *);
costulRedCons = _____;
costulCong = taxaPen * (Abs[B[[*, *]]] * (d[*] - d[*]) - limite[[*, *]]);
variabile = {d[_], ...} (* Variabilele modificate *);

(* Expresia modificata a functiei obiectiv *)
ob = Simplify[(f[x[_], ..., t, ...] /. {sol[[_]], ...}) + costulCong];

cond = {..., ..., ...} /. initiere; (* Restrictiile problemei *)
conditii = Simplify[Chop[cond /. {sol[[_]], ...}]];

(*Rezolvarea problemei de minim conditionat*)
mini = Flatten[KTSolution[ob, conditii, variabile]];

```

5. Revenirea la variabilele inițiale și afișarea rezultatelor: puterile generate, costul minim al generării, unghiurile, costurile marginale relative la consumatorii propriu-ziși.

```

puteriRez = {sol[[_]], ...} /. {d[_] → mini[[_]], ...};

costMin = (f[x[_], ..., t, ...] /. puteriRez) + costulCong /. {d[_] → mini[[_]], ...};
pretRed = costulRedCons /. puteriRez;

penalizCong = costulCong /. {d[_] → mini[[_]], ...};
costMarg = costMinGenPlus[[1]] - costMin;

unghiuri = {"d[*]" → mini[[*]], ..., sol[[_]] /. {d[_] → mini[[_]], ...}};
redConsum = _____ /. puteriRez;

costGenerare = f[x[_], ...] /. {puteriRez[[_]], ...};

```

6. Rularea repetată a modului OPP problema[q,r] descris mai sus pentru valori precizate ale taxei de penalitate q și pentru diverse seturi de valori r ale limitărilor pe linii, permite vizualizarea legăturilor funcționale plane sau spațiale.

```

b = Table[problema[q, r], {q, 0, 150, 10}, {r, 0, 150, 10}];

ListPlot[Table[{10 (i - 1), b[[i]][[1]][[8]][[1]][[2]]}, {i, 1, 16}]]
ListPlot3D[Table[problema[[i, j]][[11]][[1]][[2]], {i, 1, 16}, {j, 1, 16}],
PlotRange → {{1, 15}, {1, 15}, {0, 12000}}, ViewPoint → {2.540, 0.870, 0.930},
ColorFunction → (Hue[1 - #] &), AxesLabel → {Lim23 / 10, TaxaPen / 10, CostulCong}]

```

Bibliografie:

1. 2 M. Nemeș, G. Vuc, D. Păunescu, The Price of the Access to the Transport System, FOREN 2002, *Energy Market and European Integration, Section 2, June 9/13, 2002*, Neptun-Olimp
2. 3 M. Nemeș, G. Vuc, D. Păunescu, Influence of Price Dependent Load in the Marginal Cost of Power Systems, *Proc. of the fourth International Conference on Technology and Automation*, pp.127-133, 5-6 oct. 2002, Thessaloniki, Greece, ISBN 960-8050-98-7
3. [5]M. A. Bhatti, *Practical Optimization Methods*, TELOS/ Springer Verlag Book, 2000