

## TRG ELEKTRIČNE ENERGIJE IN IZKORIŠČANJE TRŽNE MOČI<sup>5</sup>

Velimir Bole in Robert Volčjak

### Povzetek

*V članku je analizirano izkoriščanje tržne moči ponudnikov električne energije v Sloveniji.*

*Realizirane grosistične cene na spot trgu električne energije se opazno razlikujejo od ustreznih vrednosti funkcije ponudbe domačih proizvodnih enot. Razmik med cenami in mejnimi stroški je statistično značilno različen od 0 za delavnik-peak in nedelavnik-peak električno energijo, ne pa tudi za off-peak produkte električne energije. V slabem hidrološkem letu je razmik med cenami in mejnimi stroški statistično različen od nič pri vseh produktih električne energije.*

*Velik razmik med cenami in mejnimi stroški je lahko posledica treh vrst vzrokov: institucionalnih faktorjev, tržnih osnov in tržnih distorzij. Analizirane so vse tri vrste vzrokov. Levji delež velikega razmika med cenami in stroški je posledica neustrezne institucionalne ureditve čezmejnega trgovanja z električno energijo, ki omogoča trgovcem oziroma proizvajalcem električne energije prisvajanje celotne prenosne rente.*

*Manjši del razmika med cenami in stroški je posledica tržnih distorzij, torej izkoriščanja tržne moči. To potrjuje statistično značilno odzemanje moči proizvajalcev električne energije.*

*Za bolj učinkovito oskrbo z električno energijo je, poleg ustrezne dodelitve prenosne rente, ključna predvsem kvalitetna in aktivna regulacija trga (ki preprečuje koluzijo ponudnikov) ter odprta možnost vstopa (na kratek rok - uvoza) na trg električne energije; spreminjanje organiziranosti domače ponudbe električne energije je bistveno manj pomembno za preprečevanje izkoriščanja tržne moči. Še zlasti, če eden od ponudnikov s svojim portfeljem pokriva celoten vozni red proizvodnje, drugi pa le ozek segment v zgodnjem delu.*

**Ključne besede:** trg električne energije, regulacija, tržna noč

**JEL:** L94, F14, D04, C51

<sup>5</sup> Članek povzema del rezultatov analize trga električne energije, ki je narejena po pogodbi med Ekonomskim inštitutom PF in Talumom d.d.

# THE ELECTRICITY MARKET AND THE EXERCISE OF MARKET POWER

Velimir Bole in Robert Volčjak

*The article analyses exercise of market power by suppliers of electricity in Slovenia.*

*Realized wholesale prices on the spot market differ significantly from the marginal costs (supply function) of domestic production units. The gap between prices and marginal costs is statistically significant for the working day peak and non working day-off-peak, as well, but not for the working day off-peak power. In a poor hydrological year, the gap between prices and marginal costs becomes statistically significant from zero for all products.*

*Large gap between prices and marginal costs might be caused by three factors; institutional, market fundamentals, and market distortions. The prevailing share for large gap belongs to inappropriate institutional arrangement of the cross-border trade with electricity enabling the traders or producers to reap the whole transmission rent.*

*A smaller share of the gap can be explained by market distortions, thus by exercise of market power. This is confirmed by statistical significance of the producers strategic withholding of power.*

*Proper and active market regulation which includes preventing collusion of suppliers and enabling entry (in the short run imports) in the market are, beside proper allocation of the transmission rent, essential for efficient provision of electricity. The reorganization of domestic supply of power is less important for preventing the exercise of market power. Particularly, if one of the suppliers has in the portfolio generators with whole range of marginal costs while the other has only generators within the narrow segment of (low) marginal costs.*

**Key Words:** electricity market, regulation, market power

**JEL:** L94, F14, D04, C51

## 1. Uvod

Grosistični trgi električne energije so zelo ranljivi za izkoriščanje tržne moči. Na takšne težave opozarjajo liberalizacije trgov električne energije že od samega začetka, torej od devetdesetih let prejšnjega stoletja.<sup>6</sup> Navkljub reorganizaciji proizvodnje električne energije v več podjetji in privatizaciji se je namreč pokazalo, da imajo ponudniki električne energije pogosto veliko tržno moč, ki jim omogoča dvigovanje cen in doseganje super-visokih dobičkov navkljub formalnemu zmanjšanju koncentracije proizvodnje<sup>7</sup>.

Izkušnje kažejo, da lahko slabo oblikovanje trga, neustrezno reguliranje trga in politične intervencije zelo hitro povzročijo ekstremno neugodne dogodke na trgu električne energije. Še zlasti, če je izkoriščenost kapacitet visoka in če sistem čezmejnih prenosov ne dopušča zanesljivega uvoza električne energije večjega obsega.<sup>8</sup>

Navkljub pomembnosti preprečevanja izkoriščanja tržne moči, pa je že samo ugotavljanje izkoriščanja tržne moči (še zlasti koluzivnega obnašanja ponudnikov) težavno, še bolj pa implementacija (ex ante) preprečevanja oziroma (ex post) nevtraliziranja izkoriščanja tržne moči<sup>9</sup>.

Na grosističnem trgu električne energije v Sloveniji nastopa več ponudnikov domače električne energije (Holding, TE Trbovlje, TE-TO Ljubljana, NE Krško in manjši ponudniki) ter ponudniki uvožene električne energije. Na tržne distorzije bi lahko, zaradi svoje velikosti in (ali) koluzije, v načelu vplivali Holding, NE Krško in uvozniki. Holding bi lahko vplival na tržne distorzije tudi zaradi velikega spektra svojega portfelja proizvodnje. Ker institucionalna ureditev (prednostno dispčiranje) omogoča TE Trbovlje in TE-TO Ljubljana spreminjati (ekonomsko optimalni) vozni red, bi torej lahko tržne distorzije porajala tudi ta dva ponudnika.

Vprašanje je, kolikšna je dejanska prisotnost izkoriščanja tržne moči na trgu električne energije, oziroma, natančneje, ali jo je sploh možno empirično identificirati. V predhodnem članku smo že pokazali na posledice čezmejnega trgovanja z električno energijo na tržno strukturo in ceno električne energije. Pokazali smo, da je neustrezna dodelitev prenosne rente ključni (domači) razlog za negativne posledice čezmejnega trgovanja<sup>10</sup>. V tem prispevku bomo skušali odgovoriti na vprašanje, ali izkoriščanje tržne moči še dodatno (torej poleg čezmejnega trgovanja) povečuje cene električne energije.

---

<sup>6</sup> Poučen primer so začetni koraki Velike Britanije, kjer je ponudba električne energije na grosističnem trgu reorganizirana v dva ponudnika s klasičnimi in enega z atomskimi centralami (National Power, PowerGen in Nuclear Electric). Glej Green in Newbery(1992).

<sup>7</sup> Glej, naprimer, Borenstein in Bushnell (2000) ali Joskow in Kahn(2001).

<sup>8</sup> Tržna moč in odvzemanje moči sta, zaradi slabega oblikovanja trga, neustreznih reakcij regulatorja ter vpletanja politike (zadrževanju gradnje elektrarn zaradi ekoloških zadržkov, varnosti atomskih central, ipd.) in visoke porabe v poletnih mesecih, povečali cene električne energije v Kaliforniji leta 2000 v dveh, treh mesecih za več kot desetkrat! Glej Joskow in Kahn(2002).

<sup>9</sup> Green(2003).

<sup>10</sup> Glej. Bole in Volčjak (2005a).

V nadaljevanju ima prispevek še štiri dele. V prvem bomo prikazali porazdelitev razmikov med cenami in stroški za ključne produkte električne energije. V naslednjem, to je tretjem poglavju, bomo pregledali možne razloge za veliko razliko med cenami in stroški na grosističnem trgu električne energije. Kolikšen del izmerjenega razmika med cenami in stroški je posledica čezmejnega trgovanja z električno energijo, bo prikazano v četrtem delu prispevka. Preostali razmik med cenami in stroški (torej po upoštevanju posledic čezmejnega trgovanja) je posledica izkoriščanja tržne moči in institucionalne ureditve. Z njim se bo ukvarjalo zadnje poglavje članka. V dodatku so opisani viri in priprava podatkov.

## 2. Razmik med cenami in mejnimi stroški

Na prvem koraku analize tržnih distorzij na grosističnem trgu električne energije je potrebno oceniti, koliko cene presegajo mejne stroške proizvodnje, torej vrednosti funkcije ponudbe, v območju redno aktiviranega voznega reda proizvodnje. V ta namen bodo primerjane spot cene na grosističnem trgu električne energije in ustrezne vrednosti mejnih stroškov (funkcije ponudbe)<sup>11</sup>.

Povpraševanje in ponudba električne energije na spot trgu je le majhen del trgovanja (okoli 3%) na trgu električne energije v Sloveniji. Največji del je določen z dolgoročnejsimi (letnimi) pogodbami<sup>12</sup>. Navkljub temu primerjava grosističnih spot cen in mejnih stroškov (funkcije ponudbe) lahko razkrije izkoriščanje tržne moči. Vsaj dva razloga govorita v prid takšne trditve.

V razvitih gospodarstvih so dejanske spot cene nižje od dejanskih pogodbenih<sup>13</sup>. Torej so zaključki o izkoriščanju tržne moči (velikih razmikih med cenami in stroški) na osnovi spot cen konzervativni. Saj je za pričakovati, da pogodbene cene še bolj presegajo mejne stroške.

Tudi teoretični razlogi govorijo v prid uporabe spot cen za detekcijo izkoriščanja tržne moči. Pri tržni strukturi, ki prevladuje v Sloveniji, cena dolgoročnejsih pogodb teoretično namreč ne more biti v ravnotežju nižja od (pričakovane) spot cene<sup>14</sup>. Saj na segmentu proizvodnje prevladuje (»kooperativni«) duopol; na segmentu grosističnega odjema prevladuje Cournot-ova konkurenca,

---

<sup>11</sup> Takšna primerjava je seveda običajen korak v empiričnih analizah tržne moči na trgih električne energije. Glej, na primer, Wolfram(1999)

<sup>12</sup> Majhen delež spot trga električne energije ni posebnost Slovenije. Tudi druge države imajo deleže takšnega trgovanja relativno majhne; v 2004 je bil v Nemčiji delež trgovanja na EEX na primer okoli 13.6%, v Avstriji delež trgovanja na EXAA 4.1% in v Italiji delež trgovanj preko GME okoli 30%. Za stabilnost in učinkovitost

trga električne energije je velik delež pogodbenih prodaj celo blagodejen. Empirične analize namreč kažejo, da je večji delež trgovanja na spot trgu med drugim botroval veliki krizi grosističnega trga z električno energijo v Kaliforniji leta 2000 (glej, na primer, Joskow in Kahn(2002) in Borenstein, Bushnell ter Wolak(2002)). Tudi teoretično se lahko pokaže, da z velikostjo deleža pogodbenih prodaj narašča učinkovitost in stabilnost trga električne energije (glej, na primer, Green(1999), Powell(1993) in tudi Allaz in Vila(1993)).

<sup>13</sup> Glej, Green(1999) in EU Commission(2004).

<sup>14</sup> Glej, na primer, Powell(1993).

distribucijska podjetja in veliki neposredni odjemalci namreč tekmujejo s količinami, proizvajalca pa določata ceno; na detajlističnem trgu pa distribucijska podjetja s franšizo prodajajo po reguliranih cenah. Pribijmo, da je struktura trga z električno energijo v Sloveniji podobna teoretično analizirani strukturi trga v Veliki Britaniji v prvi polovici devetdesetih let.

Ker je na trgu električne energije grosistična spot cena zelo verjetno nižja od pogodbene, je razlika med spot ceno in mejnimi stroški (torej funkcijo ponudbe) robusten indikator distorzij v tržni strukturi.

Ker povpraševanje po električni energiji v tedenskem in dnevnem ciklusu sistematično (močno) niha, so v nadaljevanju spot cene analizirane za štiri produkte električne energije: delavnik-peak, delavnik-off-peak, nedelavnik-peak in nedelavnik-off-peak. Delavnik-peak je definiran za čas od 6.00 zjutraj do 22.00 zvečer od ponedeljka do petka. Medtem ko delavnik-off-peak obsega preostalo razdobje v istih dnevih tedna, torej od 22.00 zvečer do 6.00 zjutraj. Trošenje električne energije v obeh dnevih intervalih (peak oziroma off-peak) praznikov in vikendov je označeno z ustreznima produktoma nedelavnik-peak oziroma nedelavnik-off-peak.

Na slikah 1-8 so prikazane realizirane spot cene za omenjene štiri produkte in funkcija ponudbe električne energije<sup>15</sup>. Slike spot cen in funkcije ponudbe so prikazane ločeno za hidrološko normalno razdobje (2002 in 2004/1-8) in za hidrološko slabo leto (2003). Koordinati vsake »cenovne« točke na grafikonu sta določeni z realizirano povprečno dnevno (spot) ceno (za produkt en dan v naprej) in z dejansko celotno proizvodnjo (na pragu) ustreznega dne<sup>16</sup>. Vsaka točka grafikona funkcije ponudbe pa kaže mejne stroške pri dejanski celotni proizvodnji (na pragu) istega dne.

Na sliki 1 so prikazane spot cene za delavnik-peak in funkcija ponudbe električne energije domačih proizvodnih enot v obdobju normalnih hidroloških razmer (2002 in 2004). Večina spot cen je realizirana, ko je bila proizvodnja elektroenergetskega sistema na pragu med 1600MWh in 1900MWh povprečne ume proizvodnje.

Očitno so bile realizirane spot cene v večini primerov več kot še enkrat višje od mejnih stroškov pri proizvodnji (na pragu) električne energije, ki bi saturirala konkretno celotno porabo; statistična značilnost tako ocenjenega razmika med cenami in mejnimi stroški bo preverjena v nadaljevanju. Na dlani je, da v analiziranem obdobju skoraj nobena realizirana spot cena (transakcij preko Borzena) ni bila opravljena pri takšnem obsegu celotne porabe, ki bi (ob ekonomsko učinkovitem voznem redu – vključevanju elektram v proizvodnjo) zahteval vključitev elektram z

---

<sup>15</sup> Funkcija ponudbe je ocenjena v analizi Bolc in Volčjak(2005). Prikazana bo, skupaj s funkcijo povpraševanja, v ločenem prispevku. Velja opozoriti, da je uporabljena ocena funkcije ponudbe narejena za razdobje 2002-2004.. Zato še ne obsega stroškov nakupa emisijskih pravic; ti bodo lahko opazno premaknili funkcijo ponudbe v levo. Prispevek proizvodnje elektrike k emisiji toplogrednih plinov je namreč velik (približno 30% atmosferske emisije CO<sub>2</sub> in 70% SO<sub>2</sub>).

<sup>16</sup> Celotna proizvodnja je ocenjena z vsoto obsega domačega trošenja na pragu prenosa in salda preko-mejnega trgovanja.

mejnimi stroški okoli 10500SIT in več (takšni sta bili le 2 od 228 ustreznih dnevnih povprečij spot cen za delavnik-peak električno energijo).

Na sliki 2 so spot cene in funkcija ponudbe električne energije (domačih elektram) v obdobju slabih hidroloških razmer (2003). Zmanjšanje rečnega pretoka v hidrološko slabih razmerah seveda opazno zmanjša potencialno ponudbo hidroelektram. V hidrološko slabih razmerah (kot so bile v 2003) se potencialna ponudba javnih hidroelektram na Dravi, Savi in Soči zmanjša za približno 240 MWh na uro. Za toliko je namreč, kot kaže slika 2, funkcija ponudbe v hidrološko slabih razmerah premaknjena v levo. Tudi realizirane spot cene so v 2003, hevristično rečeno, realizirane pri celotni porabi, ki je »premaknjena« v levo za približno 100MWh; ustrezen premik celotne porabe je dosežen z zmanjšanjem izvozno uvoznega salda (natančneje, predvsem z zmanjšanjem izvoza). Navkljub temu, da je bil »premik« porabe precej manjši od »premika« ponudbe, je le pri majhnem številu realiziranih spot cen (pri 8 od 105) dosežena proizvodnja na pragu preseglja vrednosti, pri katerih je mejni strošek večji ali enak 10500SIT. Realizirane spot cene so bile sicer v povprečju za 44.2% višje kot v hidrološko normalnem letu in znatno (trikrat!) višje od ustreznih mejnih stroškov (glej tabelo 1).

Na slikah 3 in 4 so spot cene za električno energijo delavnik-off-peak v normalnem obdobju (2002 in 2004/1-8) ter v hidrološko slabih razmerah (2003).

V normalnih hidroloških razmerah (slika 3) so transakcije z delavnik-off-peak električno energijo realizirane pri povprečni urni celotni porabi (domača poraba povečana za presežek izvoza nad uvozom) okoli 1200MWh do 1600MWh na uro. Realizirane spot cene za delavnik-off-peak električno energijo so pri nižji celotni porabi sicer sistematično nad mejnimi stroški proizvodnje električne energije, ne pa tudi v primerih višje celotne porabe, takrat so namreč (kot laže slika 3) realizirane spot cene istega produkta zgoščene okoli mejnih stroškov. Hevristično lahko rečemo, da razmik med ceno in mejnimi stroški ne kaže na izkoriščanje tržne moči pri tem produktu (delavnik-off-peak) v hidrološko normalnem letu; hevristični sklep je seveda potrebno preveriti z upoštevanjem statistične značilnosti razmika med cenami in mejnimi stroški, kar omogočajo prikazane vrednosti v tabeli 1.

Kot kaže slika 4, so v hidrološko slabih razmerah spot cene za delavnik-off-peak realizirane pri celotni porabi med 1000MWh in 1400MWh na uro. V večini primerov so realizirane spot cene opazno nad mejnimi stroški; le v primerih, ko je celotna poraba električne energije delavnik-off-peak preseglja 1400MWh je pri nekaterih transakcijah spot cena padla pod mejne stroške pri ustrezni velikosti domače proizvodnje (na pragu). V povprečju je spot cena za delavnik-off-peak v hidrološko slabem letu za 71% preseglja mejne stroške proizvodnje električne energije (Tabela 1).

Na sliki 5 so prikazane spot cene električne energije nedelavnik-peak in funkcija ponudbe domačih elektram za hidrološko normalno obdobje (leti 2002 in 2004/1-8), na sliki 6 pa so prikazane ustrezne cene in funkcija ponudbe za hidrološko slabo obdobje (leto 2003). Spot cene za električno energijo nedelavnik-peak so realizirane pri celotni porabi od 1200MWh do 1700MWh na uro v normalnem hidrološkem letu, ter pri celotni porabi od 1200MWh do 1500MWh v slabem hidrološkem letu. V obeh primerih so spot cene električne energije nedelavnik-peak

znatno višje od ustreznih mejnih stroškov. Spot cene tako v povprečju presegajo mejne stroške za 86% v hidrološko normalnem, oziroma za 109% v hidrološko slabem letu (kot kaže tabela 1). Statistična značilnost takšnega presegevanja cen nad mejnimi stroški je analizirana v nadaljevanju.

Na slikah 7 in 8 so prikazane spot cene za električno energijo nedelavnik-off-peak v normalnem obdobju (2002 in 2004/1-8) ter slabem hidrološkem obdobju (2003). Celotna poraba pri realiziranih transakcijah z električno energijo nedelavnik-off-peak sega od nekaj preko 1000MWh do malo manj od 1400MWh na uro v normalnem hidrološkem letu, ter do 1200MWh v slabem hidrološkem letu. Že majhno število transakcij ilustrira, da je ta produkt verjetno bistveno bolj pokrit z bolj dolgoročnimi pogodbami, oziroma da domača ponudba nedelavnik-off-peak večinoma opazno presega celotno porabo (možnosti izvoza so namreč omejene s čezmejnimi prenosnimi zmogljivostmi na meji z Italijo). Realizirane spot cene za električno energijo nedelavnik-off-peak v primeru normalnega hidrološkega leta malo presegajo mejne stroške. V slabem hidrološkem letu je odstopanje večje (68%).

Za analizo izkoriščanja tržne moči sama ilustracija presegevanja cen nad mejnimi stroški ni dovolj, potrebno je ugotoviti ali so takšna odstopanja tudi statistično značilno različna od 0. Zato sta iz spot cen ter ustreznih mejnih stroškov, ki so prikazane na slikah 1-8, izračunani standardna deviacija in t-statistika za razmik med spot cenami in mejnimi stroški  $(p-mc)/p$ <sup>17</sup>. Vrednosti standardnih deviacij in t-statistik za vse analizirane produkte so nanizane v tabeli 1; izjema je le zadnja vrstica tabele, ki se nanaša na »bruto« trg električne energije in bo pojasnjena v naslednjem razdelku.

Očitno je v normalnih hidroloških razmerah razmik med spot ceno in mejnimi stroški za peak električno energijo statistično značilno različen od 0 (pri tveganju manjšem od 0.01), tako za delavnike kot za proste dneve. Na osnovi empirične evidence lahko za delavnike s tveganjem 0.05 celo trdimo, da je razmik med ceno in mejnimi stroški večji od 0.3! Razmik med spot ceno in mejnimi stroški pri off-peak električni energiji ni statistično značilno različen od 0, ne za delavnike ne za proste dni.

V slabih hidroloških razmerah je razmik med ceno in mejnimi stroški statistično značilno različen od 0 pri vsch analiziranih produktih (pri tveganju vsaj 0.05).

Prikazana empirična evidenca o spot cenah in mejnih stroških potemtakem kaže, da je v normalnih hidroloških razmerah mogoče zavrniti hipotezo, da je razmik med cenami in stroški za peak električno energijo enak 0. Na enak sklep navaja tudi empirična evidenca za hidrološko slabe razmere pri peak in nedelavnik-off-peak električno energijo.

Tri skupine faktorjev so lahko v ozadju visokih vrednosti razmika med mejnimi stroški in cenami. Prvo skupino lahko označimo na kratko s faktorji izkoriščanja tržne moči ponudnikov (proizvodnih enot) električne energije oziroma neustrezno reguliranje trga. Druga skupina obsega faktorje, ki spreminjajo tržne osnove (»market fundamentals«) predvsem kratkoročne »konice« v povpraševanju vključno z

---

Razmik med cenami in stroški je znan kot Lernerjev indeks

velikim izvozom električne energije, tretja pa obsega faktorje institucionalnih in ostalih tržnih distorzij. V nadaljevanju je analiziran vsak od navedenih možnih razlogov.

### 3. Tržna moč, tržne osnove ali druge tržne distorzije.

Še zlasti pri analizi trgov surovin z homogenimi produkti (kot je na primer električna energija) je primerjava cen in mejnih stroškov proizvodnje običajen kriterij prisotnosti tržne moči.

Neposredno sklepanje o prisotnosti tržne moči, samo na osnovi Lernerjevega indeksa, brez testiranja dodatnih faktorjev razmika med cenami in stroški, pa vseeno ni korektno. Majhna odstopanja cen od mejnih stroškov, na primer, še ne kažejo, da gre za prisotnost izkoriščanja tržne moči, saj gre lahko zgolj za statistične artefakte ali pa za statistično neznačilne razlike.

Ostale faktorje (razen izkoriščanja tržne moči) povečanja razmika med cenami in stroški lahko, kot rečeno, razvrstimo v dve skupini, faktorje tržnih osnov in druge (predvsem institucionalne) faktorje tržnih distorzij. Cene lahko namreč presečajo mejne stroške tudi na trgu s popolnoma konkurenčno tržno strukturo zaradi, tako imenovanih, spremenjenih tržnih osnov<sup>18</sup>. Nihanja velikosti celotne porabe ob nespremenjenih kapacitetah, spremembe velikosti uvoza, spremenjeni-dodatni tržni stroški in podobno lahko na kratek rok vplivajo na znatna spreminjanja (povečanja) razmika med (spot) ceno in stroški. Lernerjev indeks lahko prav tako povečajo tudi druge tržne distorzije, ki jih povzročijo posrbi regulatorja ali zakonske-institucionalne spremembe; na primer, zakonsko določeno vklapljanje proizvodnih enot v neoptimalnem voznem redu (na primer, prednostno dispečiranje).

V ilustracijo drugih faktorjev odstopanja cen od stroškov (torej brez izkoriščanja tržne moči) omenimo tri primere.

Če je dejanska proizvodnja (ponudba) blizu kapacitetnih omejitev, zaradi na primer, velikega povečanja (»konice«) domače porabe električne energije, povečanja izvoza ali zmanjšanja uvoza električne energije, cene praviloma presečejo mejne stroške. Prav takšna kapacitetna renta omogoča mejnim proizvajalcem pokriti celotne stroške in doseči normalen dobiček. V nasprotnem primeru, če bi, namreč, pri vseh obsegih porabe mejni proizvajalci dosegali samo mejne stroške, novega vstopa na trg sploh ne bi bilo<sup>19</sup>.

V primeru velikih oportunitetnih stroškov medčasovnega prenosa proizvodnje sicer kapacitetno omejenih proizvodnih enot, lahko cene prav tako porastejo preko mejnih stroškov. Tako bi, na primer, intenzivnejša uporaba akumulacijske hidroelektrane, zaradi zadrževanja cen na ravni mejnih stroškov pri peak električni energiji, zmanjšala ponudbo električne energije (in povečala cene) v naslednjem obdobju že pri normalni porabi električne energije<sup>20</sup>.

<sup>18</sup> V literaturi znane kot "market fundamentals".

<sup>19</sup> Glej, naprimer, Brennan(2003).

<sup>20</sup> Prav učinki tržnih osnov so v kalifornijski krizi poleti 2000 znatno prispevali k ogromnemu



Zaradi prednostnega dispečiranja TE Trbovelj in TE-TO Ljubljana je vozni red vklopjanja elektrarn manj učinkovit že zaradi institucionalne-zakonske ureditve<sup>21</sup>, saj se obe elektrarni lahko vklopita že pri celotni porabi, kjer so mejni stroški proizvodnje znatno nižji od njihovih. Zaradi tega lahko cene električne energije presegajo mejne stroške pri celotni urni proizvodnji pod 2000MWh, v hidrološko normalnem letu, oziroma pod 1780MWh, v hidrološko slabem letu<sup>22</sup>.

Razlika v ceni električne energije iz prednostnega dispečiranja se delno krije iz omrežnine, delno pa obremenjuje tudi ceno dolgoročnejših pogodb, ki jih sklepa ELES<sup>23</sup>. Zato je njen vpliv na spot ceno precej manjši od neposredne razlike v mejnih stroških. Še zlasti, ker je maksimalna ponudba (kapaciteta) obeh elektrarn s prednostnim dispečiranjem, le okoli 12% celotne proizvodnje (na pragu) delavnik-peak električne energije, pa bi tudi v najslabšem primeru spot cene delavnik-peak električne energije bile lahko zaradi prednostnega dispečiranja višje le za okoli 700 SIT na MWh. V tabeli 1 prikazane razlike med mejnimi stroški in ceno na bruto trgu električne energije, tudi če se upoštevajo posledice čezmejnega trgovanja, pa so znatno večje (okoli 2000SIT na MWh kot kačz zadnja vrstica tabele 6).

Institucionalna ureditev zanesljivosti lahko prav tako povečuje razliko med cenami in mejnimi stroški pri celotni proizvodnji pod 2000MWh v hidrološko normalnem oziroma pod 1750MWh v hidrološko slabem letu<sup>24</sup>. Ker proizvodne enote, ki so uvrščene v rezervne kapacitete tudi pri proizvodnji delavnik-peak električne energije niso aktivirane toliko časa, da bi lahko pokrile stroške (in normalen dobiček), njihovo vzdrževanje kot strošek zanesljivosti sistema prav tako povečuje razmik med stroški in cenami, tudi pri odsotnosti izkoriščanja tržne moči.

Slike 1-8 ilustrirajo, da je celotna poraba v vseh obdobjih, ko je razmik med cenami in stroški značilno odstopal od 0, praviloma segala le do obsega proizvodnje, pri katerem se elastičnost domače ponudbe šele začne hitreje zmanjševati (naraščati mejni stroški elektroenergetskega sistema) in kjer so razpoložljive kapacitete še znatno večje od sistemskih rezerv. Ker so pri kvantifikaciji funkcije ponudbe že upoštevani redni remontni in zaustavitve vsake od proizvodnih enot, visoko preseganje cen nad mejnimi stroški tudi ne more biti posledica občasnih premikov funkcije ponudbe v levo (slučajnih zaustavitev), torej občasno znatno višjih cen. Velik prikazan razmik med

---

skoku spot cen elektrike, čeprav je bil (preostali) učinek tržne moči še znatno večji; glej Joskow in Kahn(2002).

<sup>21</sup> Zaradi ekonomske-politične (zakonske) podpore koriščenja domačega premoga, oziroma skupne proizvodnje toplote in električne energije (kogeneracije).

<sup>22</sup> Takšne tržne distorzije, ki jih poraja sama institucionalna ureditev trga, poznajo tudi drugod. V Veliki Britaniji, na primer, so na zahtevo vlade termoelektrarne kupovale angleški premog nad tržnimi cenami (s tem podpirale rudnike in imele, seveda, zato višje mejne stroške), stroške pa prenašale na končne (male) potrošnike. Saj se ti dodatnemu bremenu niso mogli izogniti, ker so do 1998 dobivali električno energijo le od 12 distribucijskih podjetij, od katerih je vsako imelo regionalno monopolno franšizo. Glej, na primer, Green(1999).

<sup>23</sup> Glej Uradni list 134/2003.

<sup>24</sup> Takšen je, na primer, princip n-1. Zaradi zanesljivosti elektroenergetskega sistema mora biti v rezervi proizvodna enota, ki je vsaj enaka največjemu delujočemu generatorju.

cenami in stroški v obdobju 2002-2004 zato ni mogel biti posledica samo neplaniranih omejitev v kapacitetah.

Vsaj za peak produkte električne energije je ocenjen razmik med ceno in stroški tako velik, da ga je z neplaniranimi spremembami v kapacitetah (ustreznih tržnih osnovah), s prednostnim dispečiranjem in drugimi (institucionalnimi) tržnimi distorzijami nemogoče pojasniti.

Empirična evidenca potemtakem omogoča postaviti hipotezo, da sta izkoriščanje tržne moči s strateškim odvzemanjem moči in (ali) tržne distorzije, ki jih povzroča neustrezna regulacija (institucionalna ureditev) tržnih osnov, na primer, regulacija čezmejnega trgovanja z električno energijo s tujino, bistvena razloga za velik razmik med cenami in stroški<sup>25</sup>.

Najprej bomo preverili cenovne učinke neustrezne ureditve čezmejnega trgovanja z električno energijo potem pa strateško odvzemanje moči.

#### 4. Čezmejno trgovanje z električno energijo in razmik med cenami in stroški

Na analiziranih slikah 1-8 je prikazan »neto« trg električne energije, namreč ponudba domačih proizvajalcev električne energije in »neto« povpraševanje električne energije, torej domače trošenje električne energije povečano za razliko med izvozom in uvozom električne energije. V kolikor se želi razkriti učinke čezmejnega trgovanja na razmik med cenami in stroški je seveda potrebno pogledati vseobsežen-»bruto« trg z električno energijo, na katerem torej čezmejno trgovanje ni zajeto le z neto prispevkom.

S pomočjo ocenjenih mejnih stroškov uvozne električne energije in upoštevanih omejitev v čezmejnih prenosnih zmogljivostih se lahko konstruira funkcija vseobsežne, torej skupne, domače in uvozne, ponudbe električne energije. Z njo je mogoče opraviti analizo »bruto« trga električne energije. Torej primerjavo spot cene pri konkretnem vseobsežnem (domačem in izvoznem) trošenju z mejnimi stroški vseobsežne funkcije ponudbe. Analiza bruto trga električne energije omogoča kvantificirati pomen čezmejnega trgovanja z električno energijo za tržne distorzije, ki se kažejo v visokih vrednostih razmika med ceno in stroški (ki so navedene v tabeli 1).

V predhodnem prispevku smo ocenili uvozno ceno električne energije za velike porabnike v analiziranem obdobju<sup>26</sup>. Ocenjena uvozna cena (31,5 evra za MWh) je v analiziranem obdobju seveda mejni strošek vseobsežne ponudbe električne energije na trgu v Sloveniji, če vseobsežna ponudba elektroenergetskega sistema (za domačo potrošnjo in izvoz) malo preseže 2000 MWh na povprečno uro. V hidrološko normalnem letu je namreč 2035MWh kumulativna ponudba domačih proizvajalcev (vključno s Šoštanjem kot zadnjim), ki imajo mejne stroške še nižje od 31.5 evra.

---

<sup>25</sup> Glej Bole, Volčjak(2005)

<sup>26</sup> Glej Bole, Volčjak (2005a)

Preostali domači proizvajalci imajo, kot kaže funkcija ponudbe (na primer na sliki 1), mejne stroške višje od 38 evrov.

Če funkcijo ponudbe domače proizvodnje električne energije razširimo s ponudbo uvozne električne energije dobimo, kot rečeno, funkcijo vseobsežne ponudbe električne energije. Mejni strošek segmenta, ki v tako definirani (bruto) funkciji ponudbe, ustreza uvozni ponudbi, je ocenjen z uvozno ceno povečano za oportunitetni strošek prekomejnega prenosa (0.5 evra za 1MWh)<sup>27</sup>.

Velikost uvoznega segmenta ponudbe električne energije je v načelu, seveda, odvisna od čezmejnih prenosnih zmogljivosti. Te določa ETSO (evropski upravljalec prenosnih sistemov) na osnovi ocen upravjalcev prenosnega sistema na obeh straneh vsake od mej. Velikost uvoznega segmenta v funkciji vseobsežne ponudbe (v 2004) je ocenjena z obsegom uvoza električne energije, v okvirih katerega je realizirano 95% povprečnih dnevni uvozov v 2004.

Glede na velikost čezmejnih prenosnih zmogljivosti in dejanskega obsega neto čezmejnega trgovanja s Hrvaško oziroma Avstrijo, je predpostavljena velikost uvoznega segmenta funkcije ponudbe seveda konzervativna! Zato je potrebno še enkrat poudariti, da smiselnost takšne konzervativne predpostavke (o zmanjšanju velikosti uvoznega segmenta celotne funkcije ponudbe pod raven čezmejnih prenosnih zmogljivosti) dokumentirajo gneče-zamaški pri prenosu čez mejo. Do zamaškov je v 2004 namreč prišlo že pri (neto) čezmejnem trgovanju, ki je bilo znatno manjše od dodeljenih prenosnih zmogljivosti<sup>28</sup>.

Vseobsežni trg električne energije za delavnik-peak električno energijo v letu 2004 (od 2004/01-2004/08) je prikazan na sliki 9. Prikazana je torej ocenjena vseobsežna funkcija ponudbe delavnik-peak električne energije in dnevne realizacije spot cene na Borzen-u pri ustreznem (realiziranem) vseobsežnem povpraševanju. Vseobsežen (»bruto«) trg na sliki 9 potemtakem ustreza »neto« trgu prikazanem na sliki 1, s to razliko, da so na sliki 9 prikazani samo trgovalni dnevi v 2004, na sliki 1 pa tudi tisti v 2002 in 2003! Ocenjene vrednosti razmika med cenami in stroški, z ustreznimi statistikami, so za vseobsežen trg električne energije in trgovalne dni iz leta 2004 prikazane tudi v ločeni (zadnji) vrstici tabele 1.

Primerjava tako slik 1 in 9 kot tudi vrednosti v ločeni vrstici tabele 1 nazorno kažejo, da je osnovni razlog za velik razmik med cenami in stroški (ki ga kaže slika 1 in statistično značilne vrednosti za peak produkte v tabeli 1) čezmejno trgovanje z električno energijo. Na sliki 9, kjer je prikazana vseobsežna ponudba (z vključenim uvozom!) ter vseobsežno celotno trošenje (z vključenim izvozom!), je namreč preseganje cen nad mejnimi stroški (uvoza električne energije!) bistveno manjše. Celoten razmik med ceno in stroški delavnik-peak električne energije je namreč približno 58% cene, razmik med ceno in stroški po upoštevanju vpliva prekomejnega trgovanja z električno energijo pa še 20% ustreznih cen. Vrednosti v ločeni vrstici

---

<sup>27</sup> Ocena uvozne cene električne energije je prikazana v prispevku Bole in Volčjak(2005a). Oportunitetni strošek prekomejnega prenosa je ocenjen s povprečnim stroškom transmisije v evropskem omrežju; glej ICF(2004).

<sup>28</sup> Glej Bole in Volčjak(2005a)

tabele 1 kažejo tudi, da razmik med ceno in stroški na takšnem »bruto« trgu električne energije ni več statistično značilno različen od 0!

Ponovno je potrebno poudariti, da so v prvi vrstici tabele 1 (in na sliki 1) upoštevane spot cene iz leta 2002 in 2004, v zadnji vrstici tabele 1 (in na sliki 9) pa spot cene samo iz leta 2004. Seveda pa so realizirane cene za trgovalne dni iz 2004 na slikah 1 in 9 (in ustreznih vrsticah tabele 1) enake, saj se opazovanja iz 2004 nanašajo na iste trgovalne dni na obeh slikah (v obeh vrsticah)!

## 5. Strateško odzemanje moči

V prejšnjem razdelku smo pokazali, da je večji del (približno 65%) razmika med cenami in stroški posledica neustrezne ureditve čezmejnega trgovanja z električno energijo. Preostali del razmika med cenami in stroški pa je posledica tržnih distorzij in (ali) tržnih osnov. Pri oceni izkoriščanja tržne moči s pomočjo analize razmika med cenami in stroški je zato ključno identificirati prispevek ostalih faktorjev, torej faktorjev tržnih osnov in morebitnih drugih institucionalnih zahtev. To pa je v praktičnih primerih empirično zelo težko. Zaradi tega je izkoriščanje tržne moči potrebno (dodatno) dokumentirati tudi neodvisno od cenovnih učinkov. Zato bo v tem razdelku testirana prisotnost strateškega odzemanja moči<sup>29</sup>!

Funkcija ponudbe električne energije je zaradi diskretnosti vključevanja proizvodnih kapacitet stopničasta funkcija. Zato lahko mejni proizvajalec izkorišča tržno moč z zviševanjem ponujene cen največ do mejnih stroškov naslednje proizvodne enote. Pri (povprečni) porabi električne energije delavnik-pcak je zato 1000SIT približna zgornja meja za zviševanje cen domačih producentov preko mejnih stroškov, ki so okoli 3500SIT (glej tabelo 1). Saj je, kot kažeta sliki 1 in 2, celotna poraba (doma proizvedene električne energije) tako v normalnem kot slabem hidrološkem letu praviloma dosežena pri mejnih stroških okoli 3500 SIT, istočasno pa ima naslednja proizvodna enota (elektrarna) mejne stroške, znatno višje, preko 10000SIT.

Ker trg električne energije praviloma nadzoruje regulator, je v načelu izkoriščanje tržne moči z neposrednim zviševanjem cene preko stroškov težko implementirati<sup>30</sup>. Poleg tega opazno povečevanje razmika med cenami in stroški povečuje atraktivnost vstopa za nove potencialne ponudnike električne energije. Oba razloga tako, v načelu, govorita proti izkoriščanju tržne moči preko sistematičnega neposrednega povečevanja cen. Za ponudnike električne energije, ki želijo izkoriščati tržno moč (ki imajo seveda ustrezen portfelj proizvodnje) je potemtakem »varneje« odzemanje moči.

<sup>29</sup> O ključni naravi dokazovanja strateškega odzemanja moči glej, na primer, Joskow in Kahn(2001).

<sup>30</sup> Empirična evidenca, na primer, kaže, da v Veliki Britaniji proizvodne enote ne izkoriščajo (popolnoma) svojo tržno moč, saj ne dvigujejo cene iznad stroškov toliko kot bi lahko. Nekateri avtorji to dejstvo pripisujejo prav grožnji "kazenskih" potez regulatorja. Glej, naprimer Wolfram(1999).

Da za detekcijo izkoriščanja tržne moči samo analiza cenovnih učinkov ni dovolj, govori, kot rečeno, tudi čisto metodološki razlogi.

V kolikor podjetje za proizvodnjo električne energije razpolaga s portfeljem generatorjev-elektram z različnimi mejnimi stroški, lahko (vsaj teoretično) učinkovito izkorišča tržno moč tako, da mejnim proizvajalcem (strateško) odvzema moč. Saj se morajo zaradi tega, in na kratek rok neelastičnega povpraševanja po električni energiji, vklapljati elektrarne-generatorji z višjimi mejnimi stroški<sup>31</sup>. Torej se mora tudi ravnotežna cena povečati v skladu s povečanjem mejnih stroškov novega (mejnega) proizvajalca.

Izkoriščanje tržne moči s strateškim odvzemanjem moči je možno tudi pri nekooperativnem obnašanju ostalih igralcev, vendar so v takšnem primeru ostala podjetja »soudružena na« posledicah strateškega odvzemanja moči konkretnega podjetja, saj višji mejni stroški novega mejnega proizvajalca dvignejo ravnotežno ceno za vse. Kooperativno strateško odvzemanje moči je bolj učinkovito, vendar ravnotežje ni stabilno zaradi možnega prostostrelstva drugih igralcev.

Da bi testirali strateško odvzemanje moči so ocenjeni regresijski modeli proizvodnje električne energije na pragu za hidroelektrarne na Dravi, Savi in Soči. Še zlasti hidroelektrarne lahko, namreč, relativno učinkovito (hitro in enostavno) strateško odvzemajo moč (s »prelivanjem«).

V modelih proizvodnje hidroelektram so pojasnjevalne spremenljivke rečni pretok ter celotna poraba električne energije. Zaradi (verjetne) nelinearnosti učinka pretoka je dodana tudi spremenljivka kvadrata pretoka (pri visoki izkoriščenosti kapacitet, povečevanje pretoka vpliva na proizvodnjo znatno manj kot pri nizki izkoriščenosti). Ker je celotna poraba električne energije lahko endogena, torej korelirana z ostanki, so modeli ocenjeni z instrumenti. Test je narejen na mesečnih podatkih v razdobju 2002/01 do 2003/12, torej v razdobju, ko je že vspostavljena nova organizacijska (torej kontrolna) struktura proizvodnje električne energije v Sloveniji.

Mejni stroški hidroelektram so opazno nižji od ostalih elektram. Pri učinkovitem voznem redu bi torej morale hidroelektrarne trajno delovati v pasu in biti polno izkoriščene že pri celotni porabi, ki je znatno nižja od dejanske celotne porabe, ki je (brez izpadov in remontov) kadarkoli dosežena pri katerem koli prikazanem produktu električne energije.

Proizvodnja hidroelektram bi morala potemtakem biti odvisna izključno od rečnega pretoka in morebitnih remontov oziroma izpadov, ne pa od celotne porabe električne energije. Potrebno je opozoriti, da na zelo kratek rok (znotraj dneva) proizvodnja hidroelektrarne sicer lahko zaniha tudi zaradi (sekundarne) regulacije. Vendar se zdi, da slučajne spremembe v tako majhnih časovnih intervalih ne morejo vplivati na mesečne podatke.

---

<sup>31</sup> Glej, na primer, Rasantini in drugi (2001) ali Joskow in Kahn(2001). V kalifornijski krizi leta 2000 je bilo prav strateško odvzemanje moči ključna oblika izkoriščanja tržne moči; glej Joskow in Kahn(2001) ali Borenstein, Bushnell in Wolak(2002).

Velikost koeficienta celotne porabe električne energije v modelih proizvodnje hidroelektrarn potemtakem kaže prisotnost strateškega odvzemanja moči (»prelivanja« vode). Test je zato narejen s testiranjem pozitivnosti koeficienta celotne porabe električne energije v regresijskem modelu za obseg proizvodnje hidroelektrarn. Test je narejen ločeno za hidroelektrarne na Dravi, Savi in Soči.

V tabelah 2-4 so prikazani rezultati testiranja strateškega odvzemanja moči za hidroelektrarne.

Ocenjen model za Dravske elektrarne je sprejemljive statistične kvalitete. Oba koeficienta pretoka sta visoko značilna. Zaradi omejene kapacitete generatorjev proizvodnja hidroelektrarn, po pričakovanju, ni linearna funkcija pretoka temveč kvadratična, kvadrat pretoka pa ima seveda negativen znak. Za analizo strateškega odvzemanja moči je bistveno, da je koeficient pri spremenljivki celotne porabe v modelu pozitiven in statistično značilno različen od 0 pri tveganju 0.05! Na osnovi tega rezultata namreč ni mogoče zavrniti hipotezo, da so v analiziranem razdobju elektrarne na Dravi strateško uravnale (odvzemala!) moč. Saj kaže, da so hidroelektrarne na Dravi spreminjale svojo proizvodnjo sorazmerno z naraščanjem celotne porabe, čeprav so njihovi mejni stroški najnižji med vsemi elektrarnami, in bi zaradi tega morale proizvajati električno energijo neodvisno od obsega celotne porabe električne energije! Pri vseh analiziranih produktih električne energije je namreč povprečna celotna urna poraba praviloma večja od 1000MWh, torej proizvodnje, kjer je, pri učinkovitem voznem redu, vključeno že več kot polovico potencialne ponudbe NEK-a.

Podoben rezultat kaže tudi model za Savske elektrarne v tabeli 3. Saj je v regresijskem modelu za proizvodnjo električne energije, poleg koeficientov spremenljivk pretoka, ponovno visoko značilen (pri tveganju manjšem od 0.01) in pozitiven tudi koeficient spremenljivke celotne porabe električne energije.

Le pri modelu za Soške elektrarne (tabela 4) je koeficient celotne porabe električne energije statistično neznačilen (in negativen).

Lahko povzamemo! Največji del velikega preseganja cen nad mejnimi stroški je posledica neustrezne ureditev čezmejnega trgovanja z električno energijo. Vendar tudi po izločitvi učinka čezmejnega trgovanja povprečna cena na spot trgu še vedno presega mejni (uvozni) strošek ponudbe za približno 20% cene. Ostali analizirani faktorji (prednostno dispečiranje, izkoriščanje tržne moči in »konice« v povpraševanju) potemtakem še vedno opazno prispevajo k višji ceni na trgu<sup>32</sup>. Empirična evidenca kaže, da prispevka nobenega od omenjenih teh faktorjev ni mogoče zanemariti, čeprav ni sporno da je prispevek prednostnega dispečiranja znatno manjši (le okoli 13% razlike). Zato mora biti regulator trajno (aktivno) prisoten na trgu; ločiti mora cenovne učinke tržnih osnov (»konic« v povpraševanju) od učinkov tržnih distorzij (izkoriščanja tržne moči). Izkušnje iz liberalizacije trga v Veliki Britaniji namreč

<sup>32</sup> Diferencialni stroški prednostnega dispečiranja v višini 200MWh (z mejnimi stroški približno 1000SIT za MWh), naprimer, prispevajo v povprečju k preseganju spot cene delavnik-peak električne energije nad mejnimi stroški (pri vseobsežni potrošnji 2500MWh) 240SIT!

kažejo, da je aktivnost (že samo prisotnost) regulatorja precej bolj učinkovita kot, na primer, restrukturiranje domače proizvodnje v večje število ponudnikov. To še zlasti velja, zaradi velike možnosti uvoza električne energije<sup>33</sup>. Sama privatizacija brez ustreznih posegov regulacije pa bo izkoriščanje tržne moči prej povečala kot zmanjšala<sup>34</sup>.

## 6. Podatki

Pri analiziranju povpraševanja po električni energiji so v načelu uporabljeni podatki z dnevno frekvenco, ločeni so vsaj za oba ključna produkta, delavnik-peak in delavnik-off-peak električno energijo. Pri analiziranju ponudbe električne energije so v načelu uporabljeni mesečni in letni podatki, vključno z eksterno določenimi omejitvami v prenosnih zmogljivosti za daljša razdobja. Pri analiziranju tržne moči proizvajalcev so v načelu uporabljeni mesečni podatki.

Le za nekatere spremenljivke je Institut dobil dostop do popolnih urnih podatkov. Velika frekvenca teh podatkov je omogočila natančno ločitev vrednosti spremenljivk za delavnik-peak in delavnik-off-peak razdobje. Podatke z urno frekvenco za celotno domače trošenje električne energije (ločeno na distribucijo in neposredne uporabnike) je Institut dobil od ELES-a. Vsi podatki o spot cenah (doma in v tujini) različnih produktov električne energije so dnevni. Podatki so črpani s spletne strani Borzen-a.

Iz urnih podatkov so dnevni podatki za peak in off-peak električno energijo dobljeni z računanjem povprečij v razdobju od 6.00 do 22.00 oziroma razdobju 22.00 do 6.00. Mesečne vrednosti konkretne spremenljivke so izračunane iz dnevnih kot navadno povprečje ustreznih dnevnih vrednosti spremenljivke. Na enak način so izračunane letne vrednosti iz mesečnih.

Količine porabljene, povpraševane, ponujane, itd. električne energije v konkretnem časovnem razdobju so praviloma preračunane na povprečno uro in izražene v MWh. Če ni drugače posebej poudarjeno, so vse navedene cene preračunane na MWh.

---

<sup>33</sup> Empirična analiza trga električne energije v prvi fazi po liberalizaciji v Veliki Britaniji kaže, da sta, pri duopolu klasičnih (če se ne upošteva atomskih) proizvajalcev na trgu, ukrepanje regulatorja in dodatna-nova ponudba (vstop na trg) statistično značilno preprečevala izkoriščanje tržne moči (dogovarjanje) obeh ponudnikov; glej, na primer, Wolfram(1999).

<sup>34</sup> O podobnih razlogih-pogojih za privatizacijo telekomov glej, na primer, Stiglitz(1998).

Tabela 1

Razmik med ceno in mejnimi stroški

	Razmik med cenami in stroški		Cena	Stroški	Količina	Število opazovanj			
	st. dev.	t-statistika							
<i>normalno leto (2002, 2004)</i>	<i>Delavnik</i>	<i>peak</i>	0,564	0,129	4,4	8534,99	3552,50	1779,92	228
		<i>off-peak</i>	0,190	0,362	0,5	3988,25	2885,00	1403,69	156
	<i>prosti dan</i>	<i>peak</i>	0,437	0,173	2,5	5706,67	3069,50	1456,13	60
		<i>off-peak</i>	0,124	0,366	0,3	2967,92	2270,00	1282,02	29
<i>slabo hidrološko leto (2003)</i>	<i>Delavnik</i>	<i>peak</i>	0,634	0,196	3,2	12304,20	3944,29	1610,42	105
		<i>off-peak</i>	0,365	0,244	2,5	5469,17	3200,00	1231,95	82
	<i>prosti dan</i>	<i>peak</i>	0,484	0,149	3,3	7123,53	3415,17	1379,13	29
		<i>off-peak</i>	0,368	0,186	2,0	4284,02	2543,33	1079,91	9
<i>"bruto" trg električne energije</i>	<i>Delavnik</i>	<i>peak</i>	0,183	0,154	1,2	9215,05	7337,14	2365,82	105

Viri: Borzen – spletna stran, ELES, APJES, UCTE, lastni izračuni



Tabela 2  
Strateško odvzemanje moči

Dravske elektrarne		
	koeficient	t-statistika
<i>konstanta</i>	10,23	77,25
<i>pretok Drave</i>	2,36	23,70
<i>(pretok Drave)<sup>2</sup></i>	-0,67	-15,81
<i>Poraba</i>	1,96e-7	1,97
<i>R<sup>2</sup></i>	0,99	
<i>DW</i>	2,06	

Tabela 3  
Strateško odvzemanje moči

Savske elektrarne		
	koeficient	t-statistika
<i>konstanta</i>	7,00	17,23
<i>pretok Save</i>	1,54	6,80
<i>(pretok Save)<sup>2</sup></i>	-0,33	-5,07
<i>Poraba</i>	1,63e-6	3,69
<i>R<sup>2</sup></i>	0,90	
<i>DW</i>	1,62	

Tabela 4  
Strateško odvzemanje moči

Soške elektrarne		
	koeficient	t-statistika
<i>konstanta</i>	9,02	20,66
<i>pretok Soče</i>	1,64	9,97
<i>(pretok Soče)<sup>2</sup></i>	-0,32	-6,86
<i>Poraba</i>	-9,89e-8	-0,22
<i>R<sup>2</sup></i>	0,91	
<i>DW</i>	2,06	

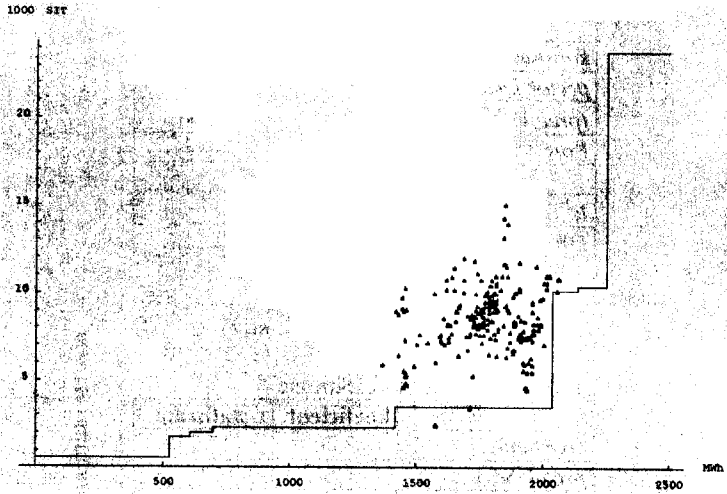
Opombe:

- odvisna spremenljivka je logaritmirana
- instrumentalne spremenljivke: pretok, pretok<sup>2</sup>, temperatura, industrijska proizvodnja
- pretok je normiran (Ø2003)

Viri: Statistični letopis energetskega gospodarstva RS, ELES, ARSO – Urad za meteorologijo, lastne ocene

Slika 1

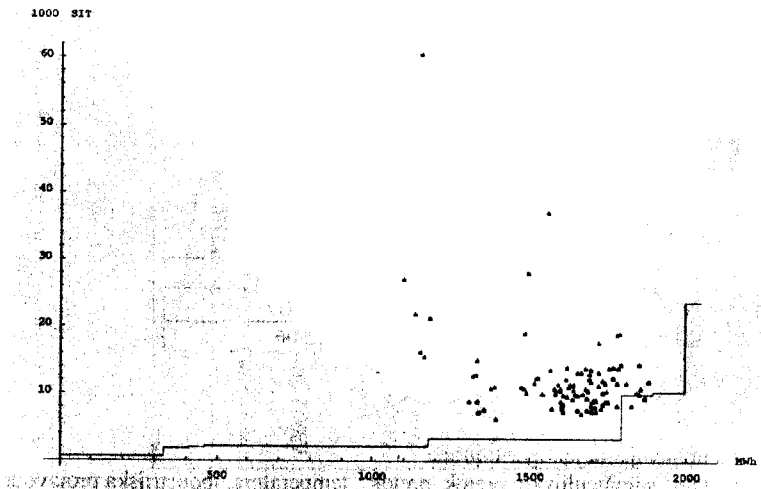
Funkcija ponudbe in spot cene – delavnik-peak



Viri: Borzen – spletna stran, Statistični letopis energetskega gospodarstva RS, AJPES, ELES, lastni izračuni

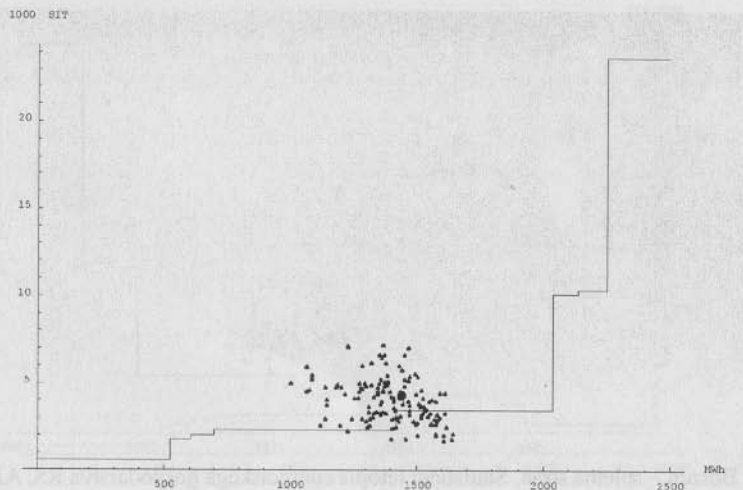
Slika 2

Funkcija ponudbe in spot cene – delavnik-peak (slabe hidrološke razmere)



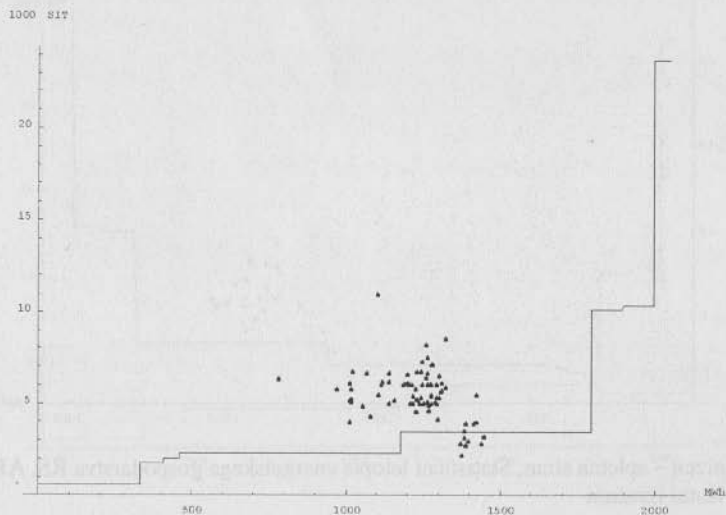
Viri: Borzen – spletna stran, Statistični letopis energetskega gospodarstva RS, AJPES, ELES, lastni izračuni

Slika 3  
Funkcija ponudbe in spot cene – delavnik-off-peak



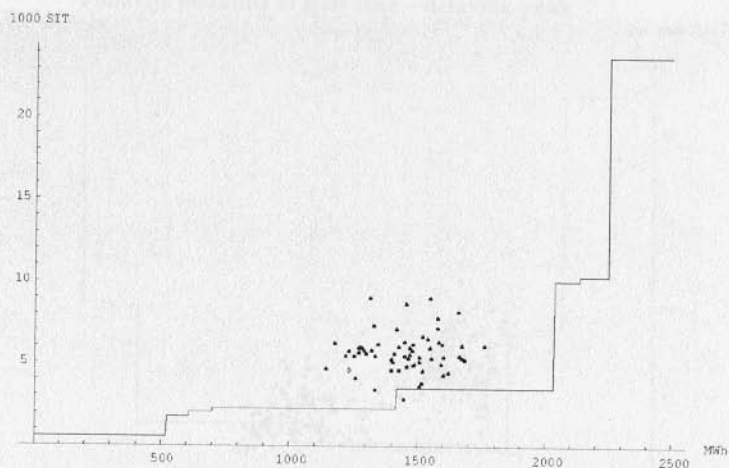
Viri: Borzen – spletna stran, Statistični letopis energetskega gospodarstva RS, AJPES, ELES, lastni izračuni

Slika 4  
Funkcija ponudbe in spot cene – delavnik-off-peak (slabe hidrološke razmere)



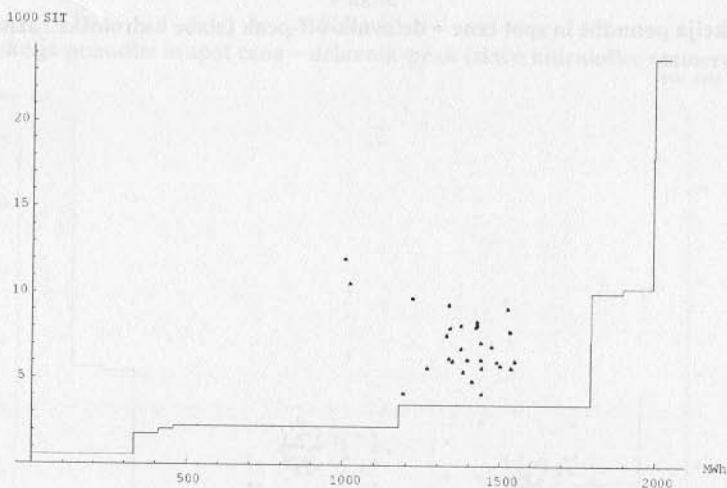
Viri: Borzen – spletna stran, Statistični letopis energetskega gospodarstva RS, AJPES, ELES, lastni izračuni

Slika 5  
Funkcija ponudbe in spot cene – nedelavnik-peak



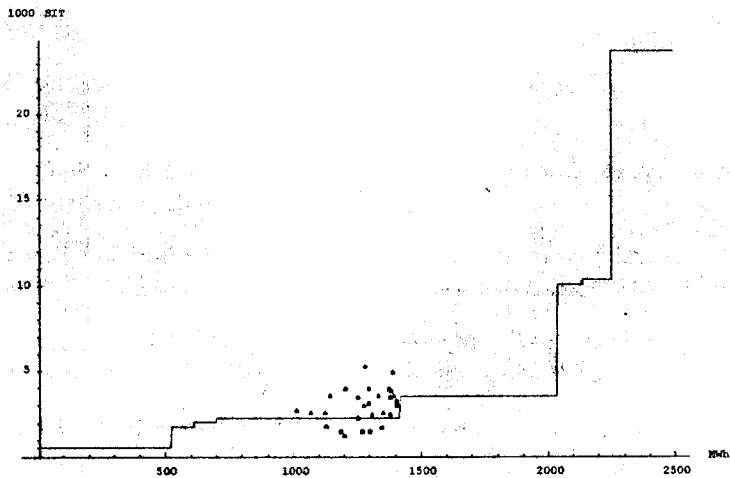
Viri: Borzen – spletna stran, Statistični letopis energetskega gospodarstva RS, AJPES, ELES, lastni izračuni

Slika 6  
Funkcija ponudbe in spot cene – nedelavnik-peak (slabe hidrološke razmere)



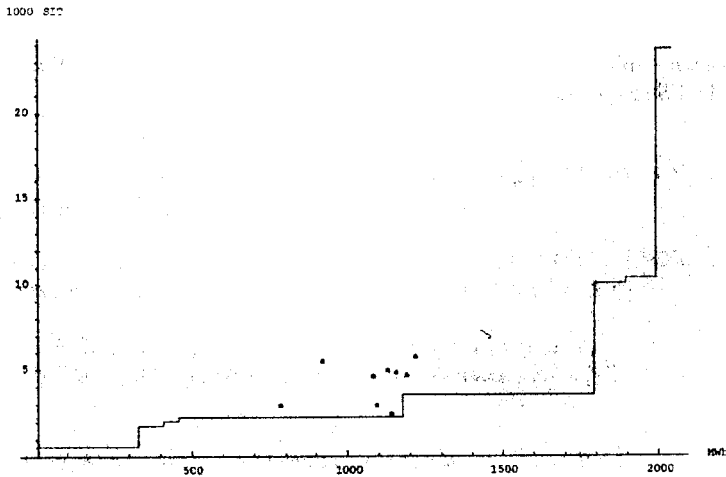
Viri: Borzen – spletna stran, Statistični letopis energetskega gospodarstva RS, AJPES, ELES, lastni izračuni

Slika 7  
Funkcija ponudbe in spot cene – nedelavnik-off-peak



Viri: Borzen – spletna stran, Statistični letopis energetskega gospodarstva RS, AJPES, ELES, lastni izračuni

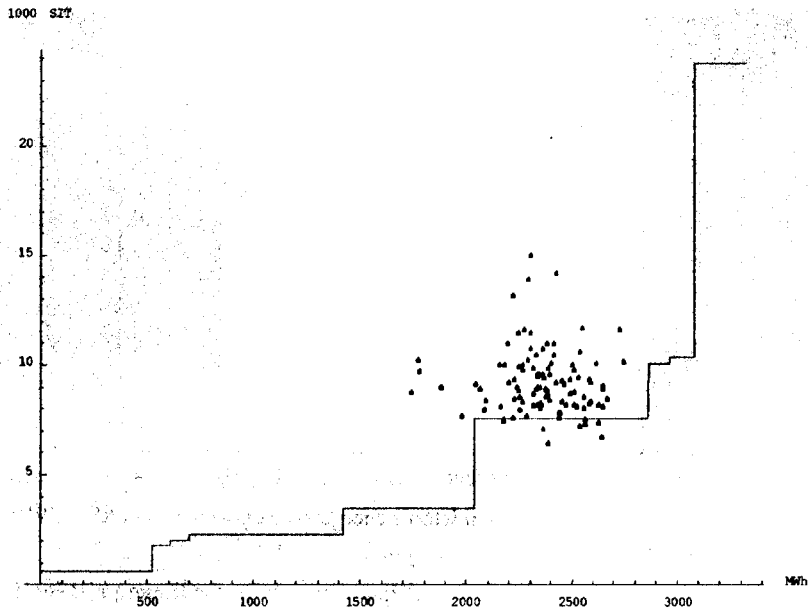
Slika 8  
Funkcija ponudbe in spot cene – nedelavnik-off-peak (slabe hidrološke razmere)



Viri: Borzen – spletna stran, Statistični letopis energetskega gospodarstva RS, AJPES, ELES, lastni izračuni

# Slika 9

## Funkcija ponudbe in spot cene – vseobsežni trg



Opomba: funkcija »bruto« ponudbe vsebuje domačo proizvodnjo in uvoz; opazovanja »bruto« trošenja vsebujejo domače trošenje in izvoz

Viri: Borzen – spletna stran, Statistični letopis energetskega gospodarstva RS, AJPES, UCTE, ELES lastni izračuni

## Literatura in viri

Allaz, B., J.P. Vila (1993): »Cournot Competition, Forward Markets and Efficiency Journal of Economic Theory, 59, 1-16. Academic Press

Bole, V., Volčjak R. (2005): »Narodnogospodarski stroški distorzij na trgu električne energije«. EIPF

Bole, V. in Volčjak, R. (2005a): »Čezmejno trgovanje in ravnotežje na trgu električne energije», Gospodarska Gibanja, junij, 27-52.

Borenstein, S. in J. Bushnell, 2000, Electricity Restructuring: Deregulation or Reregulation», Regulation, The Cato Review of Business & Government, 23, 46-52.

Borenstein, S., J. Bushnell, F. Wolak (2002): »Measuring Market Inefficiencies in California's Restructured Wholesale Electricity Market«. CSEM Working Paper Series.

Brennan, T.J. (2003): »Mismeasuring Electricity Market Power«. Regulation, Spring 2003, 60-65.

EU Commission (2004): »Quarterly review of European electricity prices« [europa.eu.int/comm/energy/electricity/publications/index\\_en.htm](http://europa.eu.int/comm/energy/electricity/publications/index_en.htm)

Green, R. (1999): »The Electricity Contract Markets in England and Wales«. The Journal of Industrial Economics, 47(1), 107-124.

Green, R. (2001): »Markets for Electricity in Europe«. Judge Institute of Management, University of Cambridge.

Green, R. (2003): »Electricity Markets: Challenges for Economic Research», Research Symposium European Electricity Markets, Hague.

Green, R.J., D.M. Newbery (1992): »Competition in the British Electricity Spot Market«. Journal of Political Economy, 100(5), 929-953.

ICF (2004): »The European Transmission Conundrum – More Outages Suffered and More Investment Required«. An Issue Paper, ICF Consulting, London.

Joskow, P., E. Kahn (2001): »A Quantitative Analysis of Pricing Behavior in California's Wholesale Electricity Market During Summer 2000«. NBER Working Paper

Joskow, P., E. Kahn (2002): »A Quantitative Analysis of Pricing Behavior In California's Wholesale Electricity Market During Summer 2000: The Final Word«. NBER Working Paper

Powell, A. (1993): »Trading Forward in an Imperfect Market: The Case of Electricity in Britain«. The Economic Journal, 103, 444-453.

Rassenti, S.J., V.L. Smith, B.J. Wilson (2001): »Turning Off the Lights«. Regulation Fall 2001, 70-76.

Stiglitz, J. (1998): "Creating Competition in Telecommunications", predstavljeno na Conference on Managing the Telecommunications Sector Post-Privatization", april 1998.

Wolfram, C. D. (1999): »Measuring Duopoly Power in the British Electricity Spot Market«. The American Economic Review, 89(4), 805-826.