

**UNIVERZA V LJUBLJANI
EKONOMSKA FAKULTETA**

DIPLOMSKO DELO

**MODELIRANJE CENE ELEKTRIČNE ENERGIJE
NA PRIMERU TRGA »NORD POOL«**

Ljubljana, oktober 2002

BORUT RAJER

IZJAVA

Študent Borut Rajer izjavljam, da sem avtor tega diplomskega dela, ki sem ga napisal pod mentorstvom prof. dr. Lovrenca Pfajfarja in somentorstvom doc. dr. Roberta Goloba, in dovolim objavo diplomskega dela na fakultetnih spletnih straneh.

V Ljubljani, dne _____

Podpis: _____

KAZALO

1 UVOD	1
2 REFORME ELEKTROENERGETSKIH SISTEMOV.....	2
2.1 Reforme - razlogi in posledice.....	2
2.2 Struktura elektro sistema po reformah	3
2.2.1 Oblike trgov	4
2.3 Specifike elektro sistemov z vidika vpliva na cene.....	5
3 STANJE V SKANDINAVIJI IN NORD POOL	7
3.1 Elektro sistemi v Skandinaviji.....	7
3.2 Nord Pool.....	9
3.2.1 Promptni trg	10
3.2.1.1 Ponudbe in mehanizem oblikovanja cene.....	11
3.2.2 Terminski trg.....	13
3.2.2.1 Kratak pregled glavnih značilnosti trgovanih instrumentov.....	13
3.2.3 Elbas in regulacijski trg	14
3.2.4 Dodatni vidiki delovanja Nord Pool-a	15
3.2.4.1 Tržni subjekti	15
3.2.4.2 Oblikovanje dejanske cene	15
3.2.4.3 Prisotnost monopolne moči	16
4 ZNAČILNOSTI CEN IN NAPOVEDOVANJE	18
4.1 Kaj vpliva na cene?.....	18
4.2 Značilnosti cen.....	19
4.3 Vpliv deregulacije na cene za končne porabnike.....	19
4.4 Pomen napovedovanja cen.....	20
4.5 Vrste modelov in njihove praktične aplikacije.....	21

5 MODELIRANJE CENE ELEKTRIČNE ENERGIJE	23
5.1 Cene na trgu Nord Pool	24
5.1.1 Analiza sezone in vpliva nedelovnih dni.....	25
5.2 Problemi pri analizi in vprašanje stacionarnosti	26
5.2.1 Vprašanje stacionarnosti	26
5.2.2 Stacionarnost v povprečju	27
5.2.2.1 Vpliv periodične komponente	29
5.2.2.2 Drugi problemi glede testov stacionarnosti.....	29
5.2.3 Stacionarnost v varianci	30
5.2.4 Vprašanje osamelcev	32
5.3 Metoda in njene omejitve	33
5.4 Model.....	33
5.5 Napovedi cen.....	36
6 SKLEP	37
7 LITERATURA	38
8 VIRI	42

1 UVOD

Za elektroenergetske sisteme je bila še nedavno značilna dominantna vloga države in vertikalna integritetnost. Štiri temeljne funkcije (proizvodnjo, prenos, distribucijo in prodajo končnim porabnikom) je lahko opravljalo celo eno samo podjetje. Državna kontrola se je izvajala preko lastništva in preko strogo določenih okvirov delovanja, ki so jih postavili zakoni in drugi akti.

Deregulacija, privatizacija in liberalizacija elektro sistemov so postale aktualne šele v 90-ih letih prejšnjega stoletja, vendar za začetek teh procesov v svetovnih okvirih štejemo (sicer manjše) reforme izvedene v Čilu že leta 1980. Južna Amerika je malce presenetljivo imela pionirsko vlogo na tem področju, pozneje pa se ti procesi pojavijo tudi v Evropi, Severni Ameriki in drugje.

Deregulacija, ki jo splošno razumemo kot umikanje državnega vpliva iz dejavnosti v korist trga, v primeru elektro sistemov pomeni predvsem kvalitativno spremembo – dejavnost je liberalizirana (ustvarjeni so pogoji, da deluje po tržnih zakonitostih), vendar v okviru določenih pravil in pod nadzorom regulatorja (državnega organa). Vzporedno se pojavlja tudi privatizacija, ki pa ni nujno potreben pogoj ali posledica drugih sprememb.

Ena glavnih posledic reform je nastanek trgov z električno energijo. S trgovanjem pa tudi oblikovanje cene vse bolj izgublja politično dimenzijo in administrativno določenost. Hitro spreminjanje cen s stališča udeležencev na trgu predstavlja pomembno tveganje, zato je koristno preveriti možnosti napovedovanja teh sprememb oziroma gibanja cen. Možen pristop je univariatna analiza na temelju ARIMA metodologije, kar je obravnavano v tem delu.

Noben poskus modeliranja, pa čeprav univariaten, ne more zanemariti temeljnih razmerij, ki obstajajo v elektro sistemu. Zato so v drugem poglavju okvirno predstavljene omenjene reforme, nova struktura elektro sistemov in nekatere specifične, ki lahko pomembno vplivajo na gibanje cen. Skandinavski trg Nord Pool, ki spada med najstarejše in najrazvitejše trge električne energije, je predstavljen v tretjem poglavju. Podan je tudi pregled trenutnega stanja elektro sistemov v državah udeleženkah. Četrto poglavje predstavlja splošne značilnosti gibanja cen električne energije, ki so do določene mere skupne vsem trgov električne energije. Podan je pomen napovedovanja cen in možni pristopi v tej stroki. V zadnjem, petem poglavju, je prikazan poskus modeliranja cene električne energije na trgu Nord Pool.

2 REFORME ELEKTROENERGETSKIH SISTEMOV

V tem poglavju želimo okvirno predstaviti reforme elektro sistemov, vzroke zanje, posledice, ki naj bi jih prinesle, temeljne značilnosti in strukturo dejavnosti – predvsem s stališča vpliva na gibanje cen.

2.1 REFORME - RAZLOGI IN POSLEDICE

Izvedba in obsežnost reform se med državami razlikujeta¹. Splošno lahko rečemo, da je bistvo reform (Philipson, Willis, 1999, str. 16-22, 198-204, 313-346; Nord Pool, 2002d, str. 8-9):

1. **SPREMEMBE STRUKTURE DEJAVNOSTI:** potrebno je ločiti tisti del, ki je še vedno reguliran monopol (tu gre za prenos in distribucijo), od dela, ki deluje v konkurenčnem okviru - vertikalna dezintegracija posameznih podjetij je izvršena na različne načine (ločitev računov, ločitev v upravljanju, pravna ločitev)²
2. **SPREMEMBE GLEDE UDELEŽENCEV V DEJAVNOSTI:** bistvena novost je seveda prisotnost trgov električne energije, ki so lahko različnih oblik; poseben pomen ima sistemski operater (angl. »transmission/independent system operator«; TSO/ISO)
3. **SPREMEMBE PRAVIL:** med drugim je potrebno določiti pravila o vstopu novih podjetij (npr. licence za nove elektrarne), dostopu do omrežja in tarifah, organizaciji trga, nadzoru, pooblastilih nadzornih organov in vrsto »tehničnih« pravil, ki zagotavljajo nemoteno delovanje omrežja (npr. pooblastila in dolžnosti TSO)

Za razloge navedenih sprememb je značilen širok spekter: od bolj prozaičnih motivov, kot je polnjenje proračuna preko privatizacije, do ekonomsko-teoretičnih, ki poudarjajo predvsem povečanje učinkovitosti.

Prejšnji sistem reguliranih monopolov naj bi izpolnil svojo glavno nalogo – t.j. elektrifikacijo države, poleg tega pa tehnološke spremembe³ postavljajo pod vprašaj tradicionalno stališče o naravnem monopolu v tej dejavnosti (Pineau, Hämäläinen, 1999, str. 6-7). Konkurenčno okolje naj bi poleg povečanja učinkovitosti ugodno vplivalo na število inovacij kot tudi na število storitev, ki jih podjetja nudijo končnim kupcem⁴.

¹ Več o tem na primer v: Littlechild Stephen: *Electricity - Regulatory Developments Around the World*, 2001. 25 str. [URL: <http://www.stoft.com/lib/papers/Littlechild-2001-International.pdf>], 28.6.2002.

² Več na primer v: EURELECTRIC: *Preliminary report on the tendency for unbundling in the EU*, 1999. 21 str. [URL: <http://portal.eurelectric.org/2/EHJPFDDABKLLJPGNNPLNAGHMWG7W9DAD9Y9Y23W71KM/docs/DLS/1998-030-1625-1.pdf>], 29.6.2002.

³ Zaradi napredka v tehnologiji, materialih in sistemih nadzora so tudi manjše enote cenovno (oz. stroškovno) konkurenčne velikim elektrarnam (Philipson, Willis, 1999, str. 136-139).

⁴ Na primer: različni tipi pogodb o dobavi električne energije, višji, nadstandardni nivo kvalitete električne energije, kontrola brezhlebnega delovanja električnih naprav, itd. (Philipson, Willis, 1999, str. 301-303).

Pričakuje se tudi padec cen, čeprav glede tega ni soglasja⁵ (glej tudi točko 4.3, str. 19). Velik pomen se pripisuje spremembam obnašanja posameznih subjektov: proizvajalci naj bi na primer svoje investicijske odločitve sprejemali preudarnije, kupci pa bi dobili možnost izbire in hkrati možnost varčevanja z načrtno uporabo elektrike ob različnih cenah (Philipson, Willis, 1999, str. 192-200; Borenstein, Bushnell, 2000, str. 4-7; Pineau, Hämäläinen, 1999, str. 4-10).

Vendarle je vprašljivo koliko so navedeni razlogi upravičeni. Borenstein in Bushnell denimo ugotavljata, da so »kratkoročne koristi majhne ali pa jih sploh ni, dolgoročne pa je, njihovi teoretični privlačnosti navkljub, težko dokazati« (Borenstein, Bushnell, 2000, str. 2). Konkurenca sicer sili podjetja k zniževanju stroškov (produkcijski učinkovitosti), vendar pa prilagajanje novim poslovnim praksam vsaj kratkoročno povzroča nove stroške. Nenazadnje je potrebno opozoriti na problem monopolne moči (glej tudi točko 3.2.4.3, str. 16) in možnost tržnih manipulacij, ki imajo lahko hude posledice⁶.

S stališča posameznih subjektov je pogled na reforme seveda drugačen kot z narodnogospodarske ravni, kjer se te odločitve sprejemajo. Po anketi Eurelectric proizvajalci kot prednost navajajo predvsem večjo svobodo delovanja (npr. glede cenovne politike) in poslovne priložnosti na novih trgih, težave pa jim predstavljajo višji nivo konkurence, finančna tveganja in morebitne nasedle investicije (Eurelectric, 1998, str. 38).

2.2 STRUKTURA ELEKTRO SISTEMA PO REFORMAH

Reforme zaradi dezintegracije obstoječih podjetij in pojava novih subjektov pomenijo, da v okviru dereguliranega sistema deluje večje število (sicer načeloma manjših) akterjev, katerih motivi in delovanje niso nujno sinergični in ne delujejo nujno v smeri stabilnosti sistema. Izrazito dolgoročno planiranje, značilno za preteklost, je dopolnjeno s kratkoročnejšo perspektivo, ki jo vsili konkurenca.

Subjekte lahko razdelimo v naslednje skupine (Skantze, Ilic, 2001, str. 31-33; Philipson, Willis, 1999, str. 16-24 in 206-211; Svenska Kraftnät, 2001, str. 2):

- **REGULATOR** – državni organ, ki nadzira izvajanje sprejetih pravil, izdaja dovoljenja in licence
- **LASTNIKI in UPRAVNIKI OMREŽJA** (angl. »grid owners«, »transmission, distribution companies«) – vzdržujejo in izgrajujejo omrežje, ki omogoča prenos in distribucijo elektrike
- **SISTEMSKI OPERATER** (angl. »independent system operator«; SO/TSO/ISO) – njegova glavna naloga je vzdrževanje stabilnosti sistema; zadolžen je tudi za upravljanje s sistemskimi storitvami⁷ (angl. »ancillary services«), reševanje težav na

⁵ Za »alternativni pogled« na posledice reform glej na primer: Huber Claus et al.: *Effects of a Liberalisation of the Electricity Supply Industry on Various Customer Groups*.

[URL: <http://www.ctech.ac.za/conf/duce/SOURCE/Web/Huber/Huber.html>], 8.6.2002.

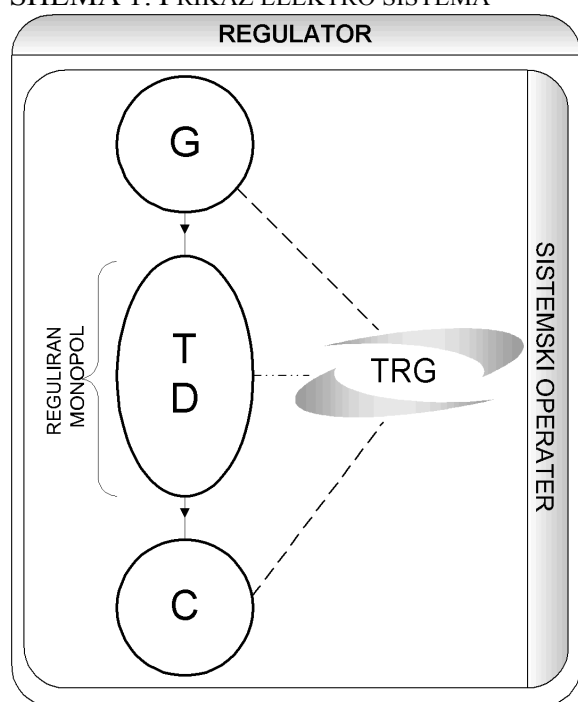
⁶ Znan je primer Kalifornije.

⁷ Več o tem: Philipson, Willis, 1999, str. 235-247.

sistemu (npr. preobremenitve prenosnega omrežja), itd.; konkretna pooblastila SO-ja so navedena v sprejetih pravilih⁸

- »TRGI« – ločimo dva nivoja: »grosistični« (angl. »wholesale«) in »trg na drobno« (angl. »retail«); za dosedanja prakso je značilno, da se najprej vzpostavi »grosistični trg« na katerem izmed končnih uporabnikov sodelujejo le večji, t.i. »upravičeni odjemalci«; trg je lahko organiziran na različne načine (glej tudi točko 2.2.1, str. 4)
- UDELEŽENCI NA TRGU
 - Proizvajalci
 - Končni porabniki
 - Trgovci – med njimi so najpomembnejša podjetja, ki agregirajo povpraševanje manjših porabnikov (angl. »retailers«, »load serving entities«)

SHEMA 1: PRIKAZ ELEKTRO SISTEMA



Opombe: G – proizvodnja, T – prenos, D – distribucija, C – poraba.

Vir: Lastna shema.

Dejanske pojavne oblike so seveda odvisne od ureditve v določeni državi.

Posamezno podjetje lahko opravlja več navedenih funkcij – na primer: upravnik distribucijskega omrežja lahko tudi prodaja končnim kupcem, švedski »Svenska Kraftnät« pa je denimo lastnik prenosnega omrežja in sistemski operater.

2.2.1 OBLIKE TRGOV

Osnovna ekonomska definicija trg označuje kot mesto, kjer se srečujeta ponudba in povpraševanje. Z vidika grosističnega trga električne energije lahko ugotovimo, da v teoriji in praksi obstaja več različic organizacije.

Tri osnovne oblike so (Philipson, Willis, 1999, str. 218-223):

⁸ Več o povezavi »regulator-SO-trg« na primer v: Barker James Jr. et al.: *Governance and Regulation of Power Pool and System Operators - An International Comparison*, 1997. 96 str.

[URL: <http://www.stoft.com/lib/papers/Barker-T-W-1997-ISO-Governance.pdf>], 16.7.2002.

1. »POOLCO« *SISTEM* – le ena državna ali paradržavna institucija prejme vse ponudbe (večinoma le s strani proizvajalcev); ta institucija običajno opravlja tudi funkcije sistemskega operaterja (Primer: ISO-New England)
2. *BILATERALNI DOGOVOR* – posli se sklenejo neposredno med kupcem in prodajalcem
3. *ORGANIZIRAN TRG* (angl. »power exchange«) – organizator trga (angl. »market operator«) posreduje med ponudbo in povpraševanjem

Pri postavitvi novega sistema, posebno pri organiziranem trgu, je potrebno rešiti še nekaj drugih vprašanj (Eurelectric, 1998, str. 7-10; Glachant, Staropoli, 1999, str. 3-11):

- način določanja cene (ex-post, ex-ante, v realnem času), oblikovanja ponudb in druga pravila delovanja trga
- ali gre za obvezni ali prostovoljni trg (angl. »mandatory/voluntary«)
- dostop do trga in omrežja
- razmerja z drugimi subjekti (regulator, ISO, omrežne tarife)

Ta vprašanja so hkrati tudi nekatere izmed razlik⁹ med obstoječimi trgi. Nasploh so dejanske pojavne oblike mešanica značilnosti prej omenjenih¹⁰. Morrison in Patel svetujeta, naj bo izbira vrste trga pogojena z značilnostmi konkretnega elektro sistema, glavni vodili pa transparentnost in učinkovitost (Morrison, Patel, 2000, str. 4 in 10).

2.3 SPECIFIKE ELEKTRO SISTEMOV Z VIDIKA VPLIVA NA CENE

Za elektro sisteme je značilna velika kompleksnost, ki izvira iz njihove tehnične in tehnološke narave. V okviru tega dela nas zanimajo predvsem tiste značilnosti, ki imajo lahko vpliv na gibanje cen.

Za agregatno krivuljo ponudbe električne energije (*S*) je značilno, da v začetnem delu narašča počasi, ko se približujemo maksimalni proizvodni kapaciteti, pa postaja vse bolj vertikalna. Konkretna oblika je seveda odvisna med drugim od proizvodne strukture posamezne države. V začetnem delu krivulje gre običajno za relativno poceni energijo iz jedrskih ali hidro elektrarn (enote velikega obsega; angl. »base-load units«), medtem ko je ob konicah povpraševanja potrebno zagnati tudi manjše enote (angl. »peaking units«), ki proizvajajo ob višjih stroških¹¹ (Deb et al., 2000, str. 66-67; Borenstein, Bushnell, 2000, str. 2-7; Borenstein, 2001, str. 5-8; Bunn, 2000, str. 164-165; Ethier, Mount, 1998, str. 3-5). Lega in oblika krivulje se lahko spreminjata zaradi (Skantze, Ilic, 2001, str. 61-62):

- *IZPAD ELEKTRARNE* – napovedani ali nenapovedani izpad večje elektrarne
- *VPLIV POSAMEZNIH PROIZVAJALCEV* – stroški zagona, nelinearne individualne krivulje stroškov in strateško obnašanje predvsem večjih enot lahko pomembno vplivajo na agregatno ponudbo
- *DEJAVNIKI, KI VPLIVAJO NA STROŠKE* – na primer cena nafte ali plina

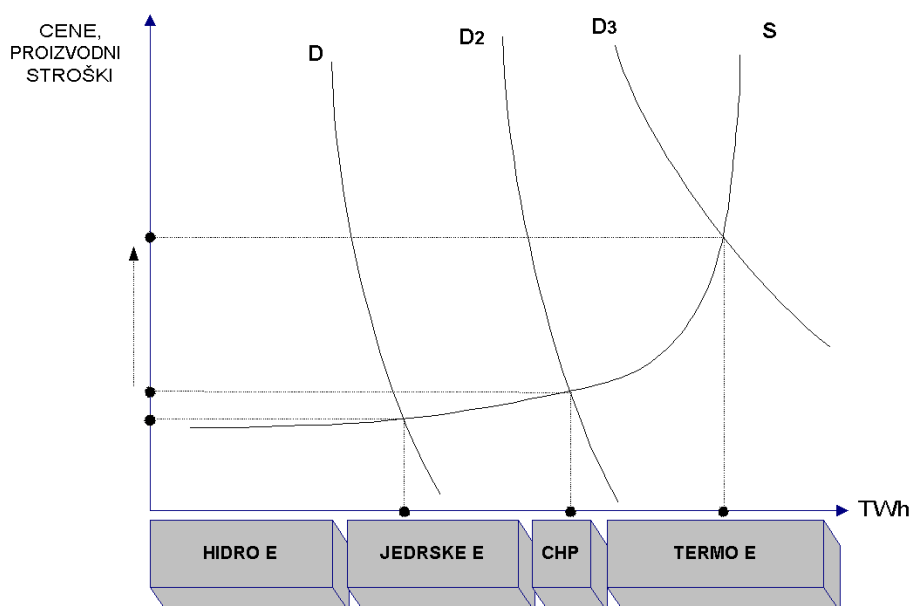
⁹ Več o tem v: Morrison, Patel (2000) in Glachant, Staropoli (1999).

¹⁰ V Skandinaviji se denimo bilateralno trgovanje dopolnjuje s trgovanjem na organiziranem trgu Nord Pool.

¹¹ Čeprav so že omenjene tehnološke spremembe znižale stroške teh enot (plin, nafta, obnovljivi viri).

- **DRUGI DEJAVNIKI** – izvoz in uvoz, dejavniki sistema (npr. prenosne možnosti), sezonski faktorji (npr. količina vode)

SLIKA 1: AGREGATNO POVPRASEVANJE (D) IN PONUDBA (S) ELEKTRIČNE ENERGIJE



Opombe: Razvrstitev elektrarn prirejena po Philipson, Willis, 1999, str. 144 in ne velja nujno v vsakem sistemu; »Termo E« vključuje različne tipe generatorjev na plin, nafto in sorodne energente; CHP – »Combined Heat & Power« - proizvodnja elektrike in toplote hkrati; o CHP v novem sistemu – glej: <http://www.oscogen.ethz.ch/>.

Vir: Lastna slika.

Glavna značilnost agregatnega povpraševanja (D) je cenovna neelastičnost. To je predvsem posledica dejstva, da večina uporabnikov sploh nima možnosti odzvati se na spremembe cene ali pa je le-ta zelo omejena¹². Na obseg povpraševanja veliko bolj vplivajo drugi dejavniki (npr.: svetloba, temperatura, tip dneva (delovni/nedelovni), sezona, dolgoročno tudi splošni trend razvoja gospodarstva). Napovedovanje porabe (angl. »load forecasting«) ima že dolgo tradicijo, zato so odstopanja od kratkoročnih napovedi, ki se pojavijo zaradi ekstremnih razmer, po obsegu večinoma majhna in kratkotrajna.

Za celovito obravnavo je potrebno omeniti še dve posebnosti elektro sistemov:

1. **Nuja usklajevanja ponudbe (S) in povpraševanja (D)** – Če S in D nista usklajeni v vsakem trenutku, je možen izpad sistema. Ker je D neelastično in odvisno predvsem od eksogenih dejavnikov, se mora prilagajanje izvršiti predvsem preko S – s povečanjem ali zmanjšanjem proizvodnje. Subjekt, ki je zadolžen za usklajevanje (navadno ISO), zato s

¹² Na spremembo cene se vsaj v omejenem obsegu odzovejo večji končni porabniki. Manjši končni uporabniki imajo običajno kratkoročno dokaj fiksne cene – s tem pa tudi podjetja, ki servisirajo te uporabnike, ne morejo reagirati na spremembo cene. Poleg tega za določene uporabe električna energija nima substitutov.; več o razlogih nizke cenovne elastičnosti povpraševanja na primer v: Hirst Eric: *Barriers to Price-Responsive Demand in Wholesale Electricity Markets*, 2002. 24 str.

[URL: http://www.eei.org/issues/comp_reg/wholesaleelecmtks_hirst.pdf], 29.6.2002.

sodelovanjem proizvajalcev ohranja določeno rezervno kapaciteto, ki jo je mogoče »vpoklicati« na kratek rok. V sistemih, kjer je razmerje med proizvodno kapaciteto (angl. »installed capacity«) in konicami povpraševanja nizko (blizu ali nižje od 1), je možnost pojava visokih cen precej večja. Ta problem je aktualen tudi na Nord Pool področju (glej tudi točko 3.1, str. 7).

2. **Nezmožnost skladiščenja** – Električno energijo je teoretično sicer možno skladiščiti z akumulatorji, druga možnost pa je »skladiščenje« izvornega energenta (npr. vode v akumulacijskih jezerih ali plina). Prva možnost je izjemno draga in v praksi neizvedljiva, pri drugi pa je »skladiščenje« omejeno na proizvajalce in v resnici sploh ne gre za skladiščenje končnega proizvoda¹³.

Značilnosti S in D , nuja njunega usklajevanja in nezmožnost skladiščenja v praksi pomenijo, da so velika nihanja cen neizogibna. Denimo na primeru Slike 1 na strani 6: v primeru povečanja povpraševanja iz D_2 na D_3 pride do povečanja cene, ki je precej večje kot v primeru, da se krivulja premakne iz D na D_2 . Po obsegu je sprememba D približno enaka v obeh primerih. Podobno je možno, da ob šibkem D pride do zelo nizkih cen, saj določeni tipi generatorjev zaradi visokih zagonskih stroškov navadno nadaljujejo s proizvodnjo, čeprav v manjšem obsegu.

3 STANJE V SKANDINAVIJI IN NORD POOL

3.1 ELEKTRO SISTEMI V SKANDINAVIJI

Sodelovanje med skandinavskimi državami na področju električne energije ima dolgo tradicijo. Institucionalno je bilo izraženo že v združenju Nordel (www.nordel.org), ustanovljenem leta 1963, ki je svetovalno in posvetovalno telo v katerem sodelujejo sistemski operaterji (angl. »transmission system operators«; TSO) Nordel držav (Norveška, Švedska, Finska, Danska in Islandija).

Leta 1993 je bil z ustanovitvijo prvega mednarodnega¹⁴ trga z električno energijo »Nord Pool« (www.nordpool.no) storjen korak naprej. Na Norveškem je okrnjena oblika »trga« sicer obstajala že od leta 1971, prvi resen korak v smeri liberalizacije pa je nastopil leta 1991 (trg malih odjemalcev je bil odprt 1995), ko je stopil v veljavo nov Energetski zakon. Podobne zakone so sprejele tudi Švedska (začetek leta 1991 / bistvena dopolnitev 1996 / trg malih odjemalcev odprt 1999), Finska (zakon 1995 / trg malih odjemalcev odprt 1998) in nazadnje Danska (zakon 1996), ki bo proces liberalizacije predvidoma zaključila do leta 2003. Z izjemo Danske je v vseh državah konkurenca prisotna tudi pri malih končnih

¹³ Podrobneje o tem: Skantze, Ilic, 2001, str. 43-48.

¹⁴ O pravem »mednarodnem« značaju sicer lahko govorimo šele od leta 1996 dalje, t.j. s pristopom Švedske.

odjemalcih – torej na t.i. »retail« trgu. (Nord Pool, 2002c, str. 8; Swedish National Energy Administration, 2001, str. 3-4)

Glavni razlogi za liberalizacijo in poglobljanje mednarodnega sodelovanja v Skandinaviji naj bi bili (Nord Pool, 2002c, str. 7):

- povečanje učinkovitosti v elektro dejavnosti
- zmanjšanje regionalnih razlik v cenah električne energije
- doseganje bolj uravnoteženega razmerja med proizvodnjo in povpraševanjem
- zmanjšanje tržne moči velikih domačih podjetij s širitvijo trga kot alternativa drobitvi teh podjetij
- dolgoletno plodno sodelovanje v okviru Nordel-a
- politična podpora projektu v vseh državah

V Tabeli 1 je prikazan kratek pregled elektroenergetskega sistema v Skandinaviji.

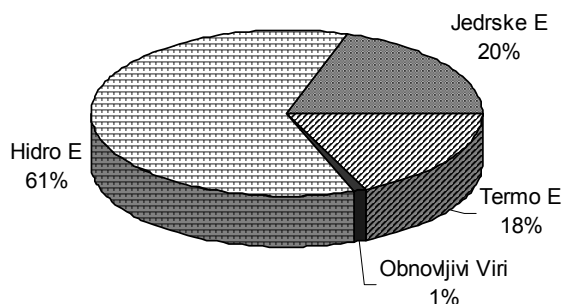
Razvidno je, da je proizvodna struktura med državami precej heterogena. Za razumevanje gibanja tržnih cen je predvsem pomemben skoraj 100% delež hidro energije na Norveškem. Ob zadostni količini vode je namreč na razpolago veliko sorazmerno poceni električne energije, vendar pa se v primeru sušnih let lahko pojavita uvozna odvisnost in višje cene. V letu 2000 je bila edina neto izvoznica prav Norveška. Jedrske elektrarne imata le Švedska in Finska.

TABELA 1: TEMELJNA DEJSTVA ELEKTROSISTEMOV NORD POOL DRŽAV (LETO 2000, v GWH)

DRŽAVA	DANSKA	FINSKA	NORVEŠKA	ŠVEDSKA	SKUPAJ
Proizvodnja	34.230	67.190	142.847	141.894	386.161
Hidro Elektrarne	30	14.360	142.134	77.845	234.369
Jedrske Elektrarne	0	21.573	0	54.757	76.330
Termo Elektrarne	29.957	31.178	684	8.854	70.673
Obnovljivi Viri	4.243	79	29	438	4.789
Poraba	34.896	79.071	123.824	146.581	384.372
Uvoz	8.419	12.867	1.466	18.292	41.044
Od tega iz tretjih držav (v %)	4,7	35,1	15,8	0,8	
Izvoz	7.753	986	20.489	13.605	42.833
Od tega v tretje države (v %)	77	0	0	8	
SISTEMSKI OPERATER (TSO)	ELTRA (ZAHOD) / ELKRAFT (VZHOD)	FINGRID	STATNETT	SVENSKA KRAFTNÄT	
LETO PRISTOPA K NORD POOL	ZAHODNA 1999 / VZHODNA 2000	1998	USTANOVLJEN 1993	1996	

Opombe: »Tretje države« so Poljska, Nemčija in Rusija. »Termo Elektrarne« vključujejo tudi CHP, plinske turbine in sorodno proizvodnjo. »Obnovljivi Viri« so elektrarne na veter. Vir: Nordel Statistikk 2000; Nord Pool, 2002c, str. 7-9 in lastni izračuni.

SLIKA 2: STRUKTURA PROIZVODNJE V NORD POOL DRŽAVAH (L. 2000)



Vir: Tabela 1, str. 8.

Za trenutno stanje elektroenergetskih sistemov v Skandinaviji je značilno (Nordel, 2002, str. 22-29):

- **PROIZVODNJA IN POVPRASEVANJE:** Močne rasti povpraševanja po električni energiji (1990-2000: +14%) ni spremljala rast ponudbe (1990-2000: +5%), kar vodi v uvezno odvisnost, posebno v primeru izjemnih (vremenskih) razmer. Manjša rast ponudbe je posledica omejenega števila novozgrajenih kapacitet in zapiranja starih, nerentabilnih elektrarn
- **PRENOS:** Kljub planiranemu povečanju prenosnih kapacitet se vseeno pričakuje, da bo vsaj do leta 2005 še vedno pogosto prisotna prezasedenost omrežja (angl. »bottlenecks«)
- **TRG:** Zaradi šibke rasti ponudbe, majhne cenovne elastičnosti povpraševanja in morebitnega uveljavljanja monopolne moči večjih tržnih subjektov se bodo še naprej pojavljali večji skoki cen (angl. »spikes«). Nordel proučuje novo razdelitev cenovnih območij (glej tudi točko 3.2.1.1, str. 11), ki bi bila manj vezana na državne meje in bolj na dejanske ovire v prenosnem omrežju. Neuraden predlog je oblikovanje 10 območij (angl. »bidding area«) (4 Norveška, 3 Švedska, Finska, vzhodna in zahodna Danska), pri čemer bi se preobremenitve, ki so začasnega značaja, reševalo s t.i. »counter-trading« postopkom (glej opombo 15 na strani 12).

3.2 NORD POOL

Prvi mednarodni trg električne energije Nord Pool (lastnika Fingrid in Svenska Kraftnät) dejansko sestavljajo 3 podjetja:

- Nord Pool ASA, upravlja finančni, terminski trg (Eltermin)
- Nord Pool Spot AS, upravlja promptni trg (Elspot)

- Nordic Electricity Clearing House ASA (NECH) – klirinška hiša, preko katere gredo vse pogodbe na Elterminu in ustrezno prijavljene pogodbe z »OTC« ali bilateralnega trga

Ključne naloge, ki jih opravlja so (Nord Pool, 2002c, str. 9):

1. *Upravljanje promptnega ter terminskega trga in klirinške hiše*
2. *Olajšanje trgovanja, večja varnost in likvidnost* s tem, ko Nord Pool vstopa v razmerje med dvema subjektoma kot zanesljivi, nevtralni partner (bodisi preko NECH za terminski trg ali Nord Pool Spot za promptni trg)
3. *Objavljanje ključnih informacij*, pomembnih za trgovanje (npr. izpad določene elektrarne)
4. *Cena in mehanizem oblikovanja cene* – referenca za izvenborzno trgovanje ter preko sodelovanja s TSO oblikovanje cen za posamezna območja in določitev razporeda proizvodnje/trošenja za posamezne subjekte

TABELA 2: PROMET NA PROMPTNEM IN TERMINSKEM TRGU 1993 – 2001 (v TWh)

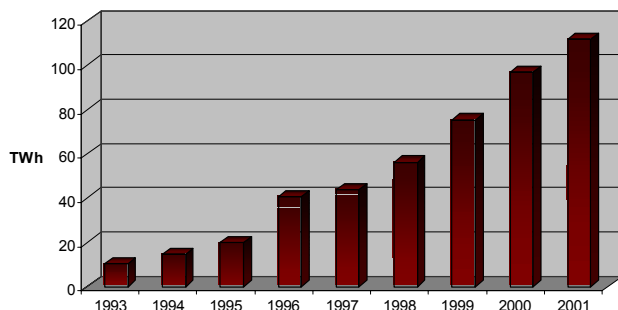
	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
Promptni trg	10,2	14,8	20	40,6	43,6	56,3	75,4	96,9	111,9
Terminski trg	2,6	7,1	15,4	42,6	53	89,1	215,9	358,9	909,9

Vir: Nord Pool, [URL: <http://www.nordpool.com/organisation/brief.html>], 14.6.2002.

Sodelovanje na Nord Pool trgih je za subjekte prostovoljno. Še vedno so namreč možne bilateralne pogodbe oziroma delovanje na t.i. »over-the-counter« (OTC) trgu. Prednosti Nord Pool-a so večja varnost in enostavnost (npr. ni pogajanj), kot slabost pa lahko omenimo stroške in nefleksibilnost, saj so postopki in instrumenti trgovanja standardizirani. Sledi prikaz delovanja Nord Pool-a s poudarkom na promptnem (Elspot) trgu in mehanizmu oblikovanja cene.

3.2.1 PROMPTNI TRG

SLIKA 3: PROMET NA PROMPTNEM TRGU



Vir: Tabela 2, str. 10.

Elspot je neobvezni promptni trg z električno energijo na katerem se proda oz. kupi približno 29% letne proizvodnje Nord Pool držav (Nord Pool, 2002d, str. 33).

Predmet trgovanja so pogodbe za nakup/prodajo električne energije za eno ali več ur naslednjega dne. Trgovanje se zaključi vsak dan ob 12h.

Elspot je povezan z drugimi borznimi in izvenborznimi trgi predvsem preko t.i. sistemske cene (angl. »system price«), ki služi kot referenčna cena za terminske pogodbe. Iz

mehanizma oblikovanja cene, prikazanega v spodnji točki, je razvidna povezava s sistemskimi operaterji, kar je nujno za zagotovitev kvalitete in stabilnosti elektro sistema.

3.2.1.1 Ponudbe in mehanizem oblikovanja cene

Tržni subjekti (kupci in prodajalci) vsak dan do 12h na Elspot oddajo svoje ponudbe v obliki URA/CENA/KOLIČINA (npr. podjetje A iz Tabele 3 odda naročilo za nakup 50 MW za 3. uro pri ceni 100 d.e. oziroma prodajo (negativna vrednost) 10 MW pri ceni 300 d.e.)

TABELA 3: POENOSTAVLJEN PRIKAZ PONUDBE

Ura	Cena	0	100	200	...	300	2500
1							
2							
3		50	50	10	...	-10	-50
4							
...							
24							

Vir: Nord Pool, 2002d, str. 16.

Minimalna količina je 0,1 MW za posamezno uro. Trgovanje je možno z vsemi nacionalnimi valutami (t.j. NOK, SEK, DKK in Euro). Ponudba je lahko veljavna za posamezen dan ali za celoten teden.

Poleg te oblike ponudbe sta možni še dve različici:

1. »**BLOCK BID**« je ponudba za nakup/prodajo električne energije za skupino ur po določeni ceni. Trenutno je možno trgovanje s petimi različnimi skupinami (Nord Pool, 2002d, str. 18): URE 1-7; 8-18; 19-24; 1-24; 8-24. Ponudba te vrste se sprejme ali zavrne v celoti, merodajna pa je povprečna Elspot cena za ure v določeni ponudbi (npr. Podjetje B da Block 1 (ure 1-7) ponudbo za prodajo 150 MW po ceni 150 d.e. Če je povprečje Elspot cen za ure 1-7 nad 150 d.e., se ponudba sprejme). »Block« ponudbe, ki niso sprejete, ne sodelujejo pri določanju sistemske cene
2. »**FLEXIBLE HOURLY BID**« je izključno prodajna ponudba z določeno ceno in količino za eno uro. Ponudba se upošteva v uri z najvišjo ceno, ko so bile ostale ponudbe (navadne in »block«) že vnešene. Seveda pod pogojem, da je cena v ponudbi nižja od najvišje cene Elspot. Vsak subjekt lahko odda največ 5 takih ponudb.

Po zaključku trgovanja se za vsako posamezno uro vse prispele ponudbe združijo v agregatni krivulji povpraševanja in ponudbe. Njuno presečišče določa t.i. sistemsko ceno, ki predstavlja enotno ceno za posamezno uro na celotnem trgu.

Sistemski operaterji vseh štirih držav so Nord Pool-u vsak dan do 11h dolžni sporočiti prenosne zmogljivosti za naslednji dan. V primeru, da po zaključku zbiranja ponudb postane razvidno, da zaradi omejitev v prenosu vseh transakcij ne bo mogoče izvršiti, se znotraj trga oblikujejo t.i. cenovna območja.

Možna območja so sicer znana vnaprej, saj vsak ponudnik/povpraševalec spada v določeno ponudbeno območje oz. »bidding area« (znotraj Norveške jih določa TSO Statnett). Njihovo dejansko število je odvisno od konkretne situacije (npr. kje so težave v prenosu). Največje število območij je navadno 6 ali 7, saj je le na Norveškem možnih več območij pod okriljem

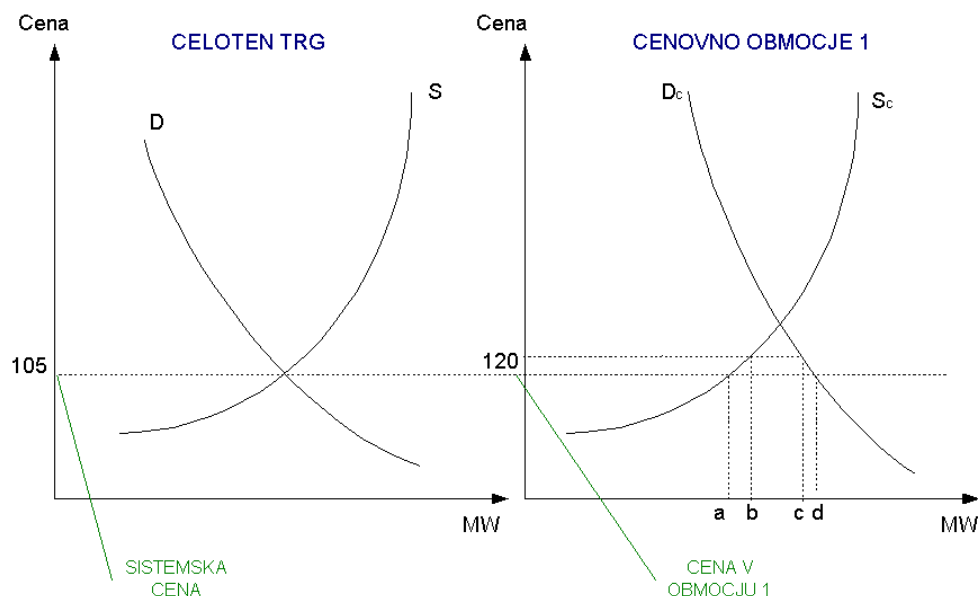
istega TSO (navadno 2 ali 3). Ostala so: Švedska, Finska, zahodna Danska in vzhodna Danska (Svenska Kraftnät, 2001, str. 5-6).

Če pride do take situacije, je izračunana sistemska cena le v vlogi referenčne cene za transakcije, npr. na finančnem trgu. Dejanske cene v območjih pa se oblikujejo tako, da je prenosno omrežje spet v ravnotežju. V območjih z močnim povpraševanjem se cena zviša, da stimulira ponudbo in destimulira povpraševanje. Obratno velja za območja z obilno ponudbo. Trg tako ni več enoten.

V primeru, ki ga prikazuje Slika 4, povišanje cene s 105 d.e. na 120 d.e. povzroči zmanjšanje »uvožene« energije z »a-d« na »b-c«. Količina »b-c« pa je v okviru zmogljivosti omrežja. Cenovna področja so tako eden od mehanizmov, ki se uporabljajo za reševanje težav pri prenosu¹⁵.

V letu 2001 so se na področju Nord Pool navedene težave pojavile v 11.956¹⁶ urah (Nordel, 2002, str. 65).

SLIKA 4: PRIKAZ OBLIKOVANJA CENE



Opombe: Čim pride do delitve na območja, so relevantne le te cene; na sliki je prikazana le cena v območju 1; D – povpraševanje, S – ponudba.

Vir: Lastna slika.

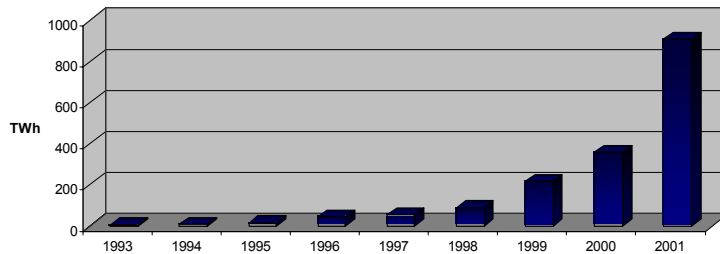
¹⁵ Ta mehanizem se dejansko uporablja le na Norveškem. Ostale države znotraj svojih meja problem rešujejo s t.i. »counter-trade« postopkom. To pomeni, da TSO neposredno prevzame breme preobremenjenih prenosnih vodov ter kupuje in prodaja elektriko, zaradi česar se vzpostavi normalno stanje. V območju, kjer je deficit elektrike, se dejansko subvencionira lokalne proizvajalce (London Economics, 1997, str. 4; Svenska Kraftnät, 2001, str. 6).

¹⁶ To je seštevek za vse problematične prenosne točke.

3.2.2 TERMINSKI TRG

Drugo pomembno področje delovanja Nord Pool-a je upravljanje terminskega trga.

SLIKA 5: PROMET NA TERMINSKEM TRGU



Vir: Tabela 2, str. 10.

Standardizirani instrumenti, s katerimi se trguje, so:

- *terminske pogodbe* (»forwards« in »futures«)
- *opcije* (od leta 1999)
- in *»pogodbe za razliko«* (angl. »contracts for differences«; od leta 2000)

Časovni horizont je največ 4 leta. Vse pogodbe se izvršijo izključno s finančno poravnavo – ni fizičnega prenosa elektrike. Referenčna cena je sistemska cena z Elspot trga. Terminski trg služi kot sredstvo upravljanja s tveganji. Glede na obseg prometa je jasno, da so prisotne tudi čiste finančne transakcije oziroma špekulacije. Izključna finančna poravnava je bila leta 1994 uvedena prav z namenom povečanja likvidnosti trga. Kot je razvidno iz Slike 5, je promet v letih 1993 – 2001 strmo naraščal. Leta 2001 je znašal kar 909,9 TWh, medtem ko je bila letna proizvodnja istega leta približno 386 TWh. Vse sklenjene transakcije morajo biti izvršene preko klirinške hiše (NECH), ki v razmerje vstopi kot neposredni partner kupcu in prodajalcu. Pri NECH se lahko prijavijo tudi pogodbe, ki niso bile sklenjene na trgu, pod pogojem, da po obliki in vsebini ustrezajo trgovanim standardiziranim instrumentom. Skupni promet NECH je leta 2001 znašal 2.626 TWh (Nord Pool, 2002b, str. 19). Ocenjuje se, da je 80% izvenborznih standardiziranih pogodb izvršenih preko NECH (Nord Pool, 2002a, str. 14).

3.2.2.1 Kratek pregled glavnih značilnosti trgovanih instrumentov

► Terminske pogodbe in opcije

Razlikujemo dve vrsti terminskih pogodb: »forwards« in »futures«. Ključne razlike med njima so (Nord Pool, 2002b, str. 7-10; Appeltofft, Svensson, 2000, str. 21-23):

- **ČASOVNI HORIZONT:** »Futures« pogodbe imajo horizont do 8 ali kvečjemu 12 mesecev, »forward« pa do 4 leta

- **NAČIN PORAVNAVE:** Pri poravnavi moramo ločiti dve obdobji: obdobje trgovanja (angl. »trading period«) in obdobje izvršitve (angl. »delivery period«).
 - »Futures«: V obdobju trgovanja se glede na spremembe cene instrumenta preko NECH dnevno bremeni bodisi kupec bodisi prodajalec (t.i. »mark-to-market settlement«). V obdobju izvršitve se poravnava izvede glede na razliko med sistemsko Elspot ceno in zadnjo ceno instrumenta v obdobju trgovanja.
 - »Forwards«: Bistvena razlika je, da se v obdobju trgovanja ne obračunavajo razlike v ceni. Poravnava v obdobju izvršitve je tako vezana na začetno ceno instrumenta. Daljši časovni horizont »forward« pogodb izvira prav iz te razlike. Pri »futures« pogodbah morata namreč stranki že v obdobju trgovanja imeti vezano določeno količino denarja za morebitne poravnave.

Opcije so bile na trg uvedene leta 1999 zaradi velikega povpraševanja tržnih subjektov. Najpomembnejši je evropski tip nakupnih/prodajnih opcij, ki temeljijo na »forward« pogodbah. Podobno kot pri drugih instrumentih je standardizirana velikost pogodbe 1 MW.

► Pogodbe za razliko v ceni

Referenčna cena za terminske pogodbe je sistemska cena. Tržni subjekt, ki bi se želel preko trgovanja na finančnem trgu izogniti tveganju spremembe cene, pa je soočen z možnostjo prisotnosti območnih cen v primeru preobremenitve sistema¹⁷. Leta 2000 je bil na trg uveden instrument, ki mu omogoča, da krije tudi to tveganje: pogodbe za razliko v ceni (angl. »contract for differences«; CfD). CfD so po načinu poravnave dejansko »forward« terminske pogodbe, njihova začetna cena pa odraža tržna pričakovanja glede razlike med območno in sistemsko ceno in je lahko tudi negativna. Trenutno je možno trgovanje s CfD za 5 območij: Norveška (Oslo), Švedska, Finska, zahodna in vzhodna Danska. V vseh primerih gre za razliko: (CENA V OBMOČJU »x« – SISTEMSKA CENA).

3.2.3 ELBAS IN REGULACIJSKI TRG

Ena glavnih slabosti Elspot trga je, da je možno ponudbe za naslednji dan oddajati le do 12h. To pomeni 12 do 36 ur pred dejansko izvršitvijo. Elbas (www.elbas.net), odprt leta 1999, je trg, ki subjektom po zaključku trgovanja Elspot omogoča dodatno trgovanje, vendar le za območje Finske in Švedske. Trgovanje je možno do 1 ure pred izvršitvijo posla, trg pa obratuje 24 ur na dan. Podobno kot pri Elspot gre tu za posle, kjer pride do dejanskega fizičnega prenosa elektrike. Seveda pogodb sklenjenih na Elspot ni mogoče spreminjati. Bistvo Elbas je v tem, da se subjektom omogoči dodatno prilagajanje lastnih »portfeljev«.

¹⁷ Leta 2001 je bila cena enotna na celem trgu (torej sistemska) le v 52% primerov (ur) (Nord Pool, 2002b, str. 10).

Zaradi kompleksnosti elektro sistema je skorajda nemogoče pogodbe oziroma razporede proizvodnje/črpanja za posamezne subjekte izvesti točno po načrtu. Ker lahko takšne motnje ogrozijo stabilnost sistema, imajo TSO-ji, katerih glavna naloga je prav vzdrževanje stabilnosti, na razpolago dodatno »orodje« – t.i. »regulating« ali »real-time« »trg«. Subjekti, ki lahko hitro prilagodijo svojo ponudbo ali povpraševanje (proizvajalci, večji kupci), svojemu TSO-ju po zaključku trgovanja Elspot predložijo dve vrsti ponudb (Svenska Kraftnät, 2001, str. 6-8; London Economics, 1997, str. 5-6):

1. »**Upward Regulation**« - povečanje ponudbe ali zmanjšanje povpraševanja
2. »**Downward Regulation**« - ravno obratno

Oblikovana cena služi tudi za poračun neravnotežij v proizvodnji/porabi za posamezne subjekte glede na njihove načrtovane razporede in se seveda razlikuje od Elspot cene, pri kateri je bil posel sklenjen. Pri oblikovanju cene in poračunu obstajajo razlike med Norveško na eni ter Švedsko, Dansko in Finsko na drugi strani. Srž razlik je v tem, da se v švedskem, danskem in finskem sistemu oblikujeta dve ceni (ena za »upward« in ena za »downward regulation«) ter da se pri poračunu neravnotežij upošteva vpliv na sistem. Če neravnotežje deluje v smeri stabilnosti sistema, se obračuna po Elspot ceni (brez finančnih posledic za subjekt), sicer pa po eni od dveh cen z regulacijskega »trga« - tisti, ki je za subjekt najmanj ugodna. Na Norveškem se oblikuje le ena cena, po kateri se obračunajo vsa neravnotežja (Nord Pool, 2002c, str. 29-30).

3.2.4 DODATNI VIDIKI DELOVANJA NORD POOL-A

3.2.4.1 Tržni subjekti

Marca 2002 so na Nord Pool-u trgovali 304-je subjekti iz 12-ih držav (Vir: [URL: <http://www.nordpool.com/participants/overview.cgi>] 11.6.2002). Med državami iz Nord Pool območja jih je bilo največ iz Norveške (162), med tretjimi državami pa je izstopala Velika Britanija z 11 udeleženci. Ločimo:

- *neposredne udeležence*, ki trgujejo v lastnem imenu in za lastni račun (angl. »direct participants«)
- *posredne udeležence* (angl. »clearing clients«), ki trgujejo preko zastopnikov, vendar so v poslih v neposrednem razmerju z Nord Pool družbo ter
- *zastopnike* (angl. »trading and clearing representatives«), ki poleg zastopanja lahko tudi trgujejo za lastni račun

3.2.4.2 Oblikovanje dejanske cene

Pri oblikovanju dejanske cene je potrebno upoštevati še nekaj dodatnih faktorjev. Osnova je seveda tržna cena na Elspot trgu, ki ji moramo prišteti še ustrezne tržne pristojbine in davke.

Naslednja postavka so tarife, ki jih je potrebno plačati za uporabo prenosnega (in distribucijskega¹⁸) omrežja. Na celotnem območju Nord Pool veljajo t.i. točkovne tarife (angl. »point-of-contact tariff«), katerih bistvo je enotna cena na določeni točki omrežja, ne glede na to, kje je kupec oziroma prodajalec. Tarifa, ki se plača za dovajanje in črpanje elektrike je, če poenostavimo, sestavljena iz fiksnega dela in variabilnega dela, ki je odvisen od dejanskega pretoka (Svenska Kraftnät, 2001, str. 4-5). Tarife so javno objavljene in pod nadzorom regulacijskega (državnega) organa. Meddržavnih tarif (angl. »cross-border tariff«) znotraj Nord Pool območja ni več.

Glede dejanske cene oziroma stroška pa obstaja še dodatno finančno tveganje. Posli sklenjeni na Elspot se obračunajo in plačajo po količini v planiranih razporedih. V primeru da pride do neravnotežij, o katerih je bilo govora v točki 3.2.3 na strani 14, lahko zaradi obračunavanja slednjih po ceni različni od Elspot, dejanska cena odstopa od tržne.

3.2.4.3 Prisotnost monopolne moči

Vprašanje monopolne moči in njenega vpliva na cene se pojavlja tudi pri trgih električne energije. Za cene električne energije so namreč značilna velika nihanja in vprašanje je koliko so le-ta posledica značilnosti dejavnosti same in koliko obnašanja tržnih subjektov (glej tudi točko 2.3, str. 5 in točko 4.2, str. 19). Podjetje, ki uveljavlja monopolno moč, proizvaja manj in pri višjih cenah kot konkurenčno podjetje. Načeloma velja, da je monopolna moč korelirana s tržnim deležem posameznega podjetja, seveda pa je prisotna še vrsta drugih momentov, katerih podrobna obravnava presega okvir tega dela.

Posebnosti trga električne energije glede monopolne moči so (Borenstein, 2000, str. 52-57; Borenstein, Bushnell, 2000, str. 7-14, Borenstein, 2001, str. 7-11):

- zaradi nizke elastičnosti povpraševanja nasploh in nizke elastičnosti ponudbe pri visokih cenah, je načeloma možno uveljavljanje monopolne moči tudi za proizvajalca z nizkim tržnim deležem – zato so skoki cen lahko dodatno ojačani
- nezmožnost ustvarjanja zaloga, hitro spreminjajoče se povpraševanje (D), sorazmerno fiksna ponudba (S) in nuja usklejevanja S in D , pomenijo dodatno priložnost za izkoriščanje monopolne moči in hkrati otežujejo njeno analizo, saj bi se skoki cen pojavljali tudi ob popolno-konkurenčnem obnašanju
- možnost vstopa novih podjetij v dejavnost je zaradi kapitalne intenzivnosti in dolgotrajnih postopkov močno omejena in lahko traja več let
- povečanje prenosnih kapacitet in boljša povezanost s sosednjimi trgi oziroma državami lahko omilita vpliv monopolne moči in skoke cen

Ali je na Nord Pool-u prisotna monopolna moč in kaj ugotavljajo študije na to temo?

¹⁸ Glede na način strukturiranja omrežja se dejansko plača več tarif, ki se seštevajo (npr. nacionalno prenosno omrežje + regionalno omrežje + lokalno distribucijsko omrežje); način obračunavanja tarif se med nivoji omrežja in tudi med državami razlikuje (Nord Pool, 2002c, str. 11; London Economics, 1997, str. 7-8).

Kot že rečeno, Nordel v svojem poročilu »Nordic Grid Master Plan 2002« omenja prisotnost monopolne moči. Pojavljajo se tudi posamezni primeri, ki podpirajo to ugotovitev:

- Leta 1996 so se ob rastočih cenah pojavile špekulacije, da je rast cen posledica obnašanja nekaterih hidro elektrarn, ki naj bi namenoma proizvajale manj (London Economics, 1997, str. 9; Johnsen et al., 1999, str. 49).
- Decembra leta 1998 (izredno ostra zima na Norveškem) so v enem dnevu cene zrasle za približno 400% in se že naslednji dan vrnilo v normalne okvire, čeprav je bil nivo proizvodnje in porabe bolj ali manj stabilen (Johnsen et al., 1999, str. 51).

Severin Borenstein zagovarja tezo, da so podjetja, ki večji del svoje proizvodnje vnaprej prodajo preko bilateralnih pogodb, manj motivirana za nekonkurenčno obnašanje (umetno zviševanje cen) na trgu (Borenstein, 2001, str. 14). Če ta teza drži, bi to v primeru Nord Pool Elspot trga pomenilo manjšo prisotnost monopolne moči kot drugje¹⁹.

Eden od razlogov ustanovitve Nord Pool-a je bilo zmanjšanje moči velikih domačih podjetij s širitvijo trga. Amundsen et al. preko simulacij ugotavljajo, da naj bi širitev trga v Skandinaviji ugodno vplivala na konkurenco in cene – razlika med hipotetičnim popolnokonkurenčnim in oligopolističnim ravnotežjem se zmanjša glede na stanje avtarkije, prav tako pa so cene (z delno izjemo Norveške) nižje (Amundsen et al., 1998).

Johnsen et al. s primerjavo cen (obdobje 1993 – 1998) ob različni elastičnosti povpraševanja in prenosnih omejitvah potrdijo prisotnost monopolne moči le v enem cenovnem območju na Norveškem²⁰ (Johnsen et al., 1999). Hjalmarsson pa na podlagi ekonometrične analize za celotno Nord Pool območje za obdobje 1996 – 1999 zavrne hipotezo monopolne moči, vendar dopušča možnost njene prisotnosti na regionalnih trgih oziroma posameznih območjih kot tudi kratkotrajnih primerov na celotnem trgu²¹ (Hjalmarsson, 2000).

Splošna ugotovitev, izhajajoča iz omenjenih študij je, da je za posamezne subjekte v okviru celovitega trga možnost vplivanja na ceno precej manjša kot bi bila na nacionalnih trgih. Manipulacije s ceno omajajo zaupanje v promptni in terminski trg in lahko pomenijo preusmeritev k bilateralnim pogodbam (Hjalmarsson, 2000, str. 3-4). Tudi v okviru Nord Pool-a se pojavljajo zahteve, da bi se za večje subjekte ločilo njihovo trgovanje na fizičnem in terminskem, finančnem trgu²².

¹⁹ Glede na to, da je delež Elspot trga približno 29%.

²⁰ Analiza je omejena na posamezna cenovna območja in to le znotraj Norveške.

²¹ Analizo opravi s tedenskimi podatki, pri čemer poudari, da so morebitni primeri monopolne moči manjšega obsega, saj bi se sicer odrazili v agregiranih, tedenskih podatkih (Hjalmarsson, 2000, str. 23).

²² Vir: EnergyForum.net: *Dealing with market manipulation at Nord Pool*.

[URL: <http://www.energyforum.net/press8.shtml>], 8.11.2001.

4 ZNAČILNOSTI CEN IN NAPOVEDOVANJE

4.1 KAJ VPLIVA NA CENE?

Na cene vpliva vrsta dejavnikov: nuja usklajevanja ponudbe in povpraševanja, sistemski dejavniki (npr. prenosne omejitve), strateško obnašanje konkurentov, nezmožnost skladiščenja in drugi faktorji, ki vplivajo preko povpraševanja in ponudbe. To je bilo delno že obravnavano v poglavju 2²³. Vnaprej je nemogoče izpostaviti posamezen dejavnik, saj je njihov pomen odvisen od značilnosti konkretnega sistema. Wolak ugotavlja, da med drugim tudi različna struktura proizvodnje, lastništva ter različna tržna pravila²⁴ povzročijo razlike v gibanju cen med sistemi (Wolak, 1997, str. 35-39).

Glede na to, da je tema tega dela skandinavski trg Nord Pool, kjer prevladuje hidro energija (glej Tabela 1, str. 8), je smiselno posebej obravnavati dejavnik »vodostaja«.

Količina vode v akumulacijskih jezerih je odvisna od količine padavin, temperature (taljenje snega in ledu) in seveda od obsega proizvodnje hidro elektrarn. Stroški vode so načeloma enaki nič, zato je proizvajalec soočen le z oportunitetnimi stroški (angl. »water value, shadow price of water«)²⁵. Višji kot je vodostaj, nižji so oportunitetni stroški, saj sta zmožnost skladiščenja in tudi proizvodnje omejeni. V primeru visokih vodostajev je zaradi nizkih variabilnih in oportunitetnih stroškov na razpolago veliko relativno poceni električne energije (Johnsen et al., 1999, str. 14-21; Gjolberg, Johnsen, 2001, str. 9-14).

Denimo na primeru Nord Pool-a (Nord Pool, 2002c, str. 5-6):

- leta 2000 (veliko padavin) proizvodnja HE 40 TWh nad dolgoletnim povprečjem – povprečna letna cena 103 NOK/MWh
- leta 1996 proizvodnja HE 23 TWh pod dolgoletnim povprečjem – povprečna letna cena 254 NOK/MWh

Jasno je torej, da je v primeru Nord Pool-a potrebno upoštevati količino vode kot dejavnik cene na ponudbeni strani. Gjolberg in Johnsen na primeru Norveške za obdobje 1995-2001 ugotavljata, da je za vodostaj značilna sezonska komponenta. Vrh doseže med septembrom in decembrom, minimum pa aprila ali maja, torej preden se začne taliti sneg (Gjolberg, Johnsen, 2001, str. 9). To seveda ne pomeni, da so takrat najnižje oziroma najvišje tudi cene, saj je potrebno upoštevati še druge dejavnike – predvsem povpraševanje, ki je pozimi zaradi nizkih temperatur zelo visoko.

²³ Več o razmerju povpraševanje – cene v: Vucetic et al. (2001).

²⁴ Vpliv tipa avkcije na gibanje cen obravnava: Mount Timothy: *Market Power and Price Volatility in Restructured Markets for Electricity*, 1998. 14 str.

[URL: <http://www.computer.org/proceedings/hicss/0001/00013/00013021.PDF>], 17.7.2002.

²⁵ Odločiti se mora, kdaj bo proizvajal – če proizva v obdobju »t₀« se namreč odreka morebitnemu večjemu zaslužku v obdobju »t₁«.

4.2 ZNAČILNOSTI CEN

Gibanje cen ima na dereguliranih trgih električne energije, kljub razlikam med sistemi, nekaj skupnih značilnosti (Escribano et al., 2001, str. 5-9; Nogales et al., 2002, str. 2; Knittel, Roberts, 2001, str. 3 in 9; Deng, 2000, str. 5; Hlouskova et al., 2001, str. 1; Joy, 1998, str. 3):

1. *VISOKA FREKVENCA* – cene običajno veljajo za urne ali celo polurne intervale
2. *MOČNA PERIODIČNA KOMPONENTA* – Perioda je navadno jasno izražena na dnevnem (ura), tedenskem (dan) in tudi letnem nivoju (sezona)
3. *VPLIV TIPA DNEVA* – Za nedelovne dni so značilne nižje cene
4. *SKOKI (angl. »jumps«) IN ŠPICE (angl. »spikes«) CEN*²⁶ – Špice so kratkotrajna velika zvišanja ali znižanja cene, ki jih povzroči nenadna sprememba povpraševanja in/ali ponudbe (npr. izpad elektrarne ali izjemno hladen dan). Najpogosteje se pojavljajo ob visokem povpraševanju. Izraz »skoki« se včasih uporablja kot sinonim za »špice«, včasih pa pomenijo prehod med različnimi razmerji²⁷, ki veljajo za relacijo ponudba-povpraševanje (angl. »regime-switching jumps«).
5. *POVRATEK K POVPREČJU* (angl. »mean reversion«) – Večina avtorjev ugotavlja, da se kljub izredno velikim odklonom cene sčasoma vrnejo na raven povprečja.
6. *VISOKA, NEKONSTANTNA VARIABILNOST* – Variabilnost²⁸ cen električne energije je primerljiva z variabilnostjo cen vrednostnih papirjev. Značilno je še:
 - a. da se izmenjujejo obdobja visoke in nizke variabilnosti (angl. »volatility clustering«)
 - b. da povišanje cene običajno vodi do večje variabilnosti kot znižanje cene (angl. »inverse leverage effect«)

4.3 VPLIV DEREGULACIJE NA CENE ZA KONČNE PORABNIKE

Pri preučevanju gibanja cen je potrebno razlikovati tržne cene²⁹ in cene, ki jih dejansko plačajo končni uporabniki. Slednje poleg plačila energije med drugim vključujejo tudi davke³⁰, druge pristojbine ter stroške uporabe omrežja. Cene za končne uporabnike v praksi nihajo precej manj kot tržne cene in tudi smer njihovega gibanja se zaradi navedenih »netržnih dodatkov« lahko razlikuje od smeri gibanja tržnih cen. Ločiti je potrebno še med cenami za velike porabnike (industrijo) ter cenami za majhne porabnike (gospodinjstva).

Po podatkih Eurelectric naj bi se v obdobju 1997-2000 cene za velike porabnike znižale v vseh državah Evropske Unije (največ v Nemčiji – 22,3%) z izjemo Nizozemske, Danske in

²⁶ Z analizo in napovedovanjem ekstremov cen se ukvarja Bystrom (Bystrom, 2001).

²⁷ Deng trdi, da so ti tipi skokov navzoči predvsem na trgih, kjer prevladuje hidro energija. Spremembe vremenskih razmer lahko povzročijo, da se cena dvigne ali spusti in se na tem nivoju zadrži dlje časa (Deng, 2000, str. 5-6).

²⁸ Vzroki izhajajo predvsem iz narave ponudbe in povpraševanja ter sistema kot celote (glej tudi poglavje 2).

²⁹ S tem so mišljene cene na grosističnem trgu, ne glede na njegovo organizacijsko obliko.

³⁰ Približni delež davkov in drugih prispevkov v končni ceni na Nord Pool območju: Švedska (40%), Danska (60%), Norveška in Finska (30%) (Swedish National Energy Administration, 2001, str. 23).

Italije. Pri malih odjemalcih je prav tako prisoten trend znižanja (spet prednjači Nemčija z 13,9%), izjeme pa so Danska, Nizozemska, Italija ter Anglija in Wales (Eurelectric, 2001, str. 6-8)

Za Nord Pool območje je v obdobju 1996-2000 značilno, da so se cene znižale na Švedskem in Finskem in sicer za velike in male porabnike. Največjega znižanja (16%) so bili deležni veliki švedski porabniki. Na Danskem in Norveškem so se cene zvišale, največ (20%) za manjše porabnike na Danskem (Swedish National Energy Administration, 2001, str. 23-26). Cene na Nord Pool Elspot trgu so v tem obdobju zaradi obilice hidro energije precej padle (letna povprečja v NOK/MWh: 1996 – 253,5; 1997 – 135,1; 1998 – 116,4; 1999 – 112,1 in 2000 – 103,4) (Vir: lastni izračuni in Nord Pool FTP Strežnik).

Vse kaže, da imajo glede cen koristi od reform predvsem večji porabniki. Končne sodbe o vplivu deregulacije na cene pa le na podlagi navedenih podatkov ni mogoče izreči. Jasno je le, da so cene na grosističnih trgih izredno volatilne³¹, da se spremembe teh cen ne odrazijo takoj v končnih cenah in da morebitne koristi reform vsaj kratkoročno ne bodo enakomerno porazdeljene. Navsezadnje pa cene tudi niso edini faktor, preko katerega bi ocenjevali uspešnost reform.

4.4 POMEN NAPOVEDOVANJA CEN

Napovedovanje porabe je bilo prisotno že pred reformami elektro sistemov. Napake kratkoročnih napovedi so bile majhne, običajno 1-2%. Če bi z reformami nastal popolnokonkurenčni trg, bi ob poznavanju strukture generatorjev, njihovih stroškov, možnosti proizvodnje in ob predpostavljajanju določene cenovne elastičnosti, dobili z napovedjo povpraševanja tudi okvirno napoved za cene (Bunn, 2000, str. 163). To seveda ne velja, zato z reformami postaja aktualno napovedovanje cen – tako kratkoročno kot tudi dolgoročno³².

Zakaj napovedovati cene oziroma čemu služijo te napovedi (Contreras et al., 2002, str. 1; Lucia, Schwartz, 2000, str. 7; Bunn, 2000, str. 163-164; Skantze et al., 2000, str. 1)?

1. *REFERENCA ZA BILATERALNE POGODBE* – subjekt se mora odločiti, koliko energije bo prodal ali kupil preko bilateralnih pogodb in koliko na trgu oziroma kakšna naj bo pogodbeni cena pri bilateralnih poslih
2. *OBLIKOVANJE PONUDBE* – dobra napoved omogoča take ponudbe, da prodaja/kupi željeno količino ob čim višji/nizji ceni

³¹ V tem delu se pojem »volatilnost« nanaša na dinamiko v variabilnosti.

³² Na velik pomen napovedovanja kaže tudi prisotnost komercialnih programskih paketov. Primera sta »UPLAN« (Deb et al., 2000, str. 69-75) in »MCP Forecasting System« (Angelus, 2001, str. 37-41). Zasnovani so zelo široko, saj med drugim upoštevajo več trgov (npr. več povezanih trgov električne energije, trg sistemskih storitev, regulacijski trgi), stohastično naravo vhodnih (npr. cene energentov) in izhodnih podatkov, strateško obnašanje subjektov in tudi značilnosti sistema (zakonski okviri, prenosne zmogljivosti). Napovedovanje cen je le ena od njihovih funkcij.

Več o »UPLAN« paketu: [URL: <http://www.energyonline.com/products/products.asp>], 19.7.2002.

3. *REFERENCA NA TERMINSKIH TRGIH* – Nord Pool Eltermin denimo uporablja dnevno sistemsko ceno kot referenčno ceno pri poravnavi terminskih pogodb
4. *STRATEGIJE IZOGIBANJA TVEGANJU IN FINANČNE ŠPEKULACIJE* - napovedi in modeliranje cen so pomembno orodje pri vrednotenju izvedenih finančnih instrumentov (opcije, terminske pogodbe)
5. *VREDNOTENJE INVESTICIJSKIH PROJEKTOV* – napoved cen kot osnova za oceno bodočih prihodkov
6. *FINANČNE POSLEDICE* – napačne ocene in odločitve lahko zaradi velikih sprememb cen pomenijo hude finančne posledice, zato je tudi okvirna napoved dobrodošla

4.5 VRSTE MODELOV IN NJIHOVE PRAKTIČNE APLIKACIJE

Pri izbiri modela za napovedovanje cen je potrebno najprej upoštevati ali želimo dolgoročno ali kratkoročno napoved. Razpoložljivi podatki, namen napovedi in sredstva, ki jih imamo na voljo, prav tako vplivajo na izbiro.

Skantze in Ilic navajata sledeče skupine modelov (Skantze, Ilic, 2001, str. 56-60):

1. *KVANTITATIVNI, »STATISTIČNI« MODELI* – Raziskujejo gibanje cen le na podlagi kvantitativnih podatkov brez upoštevanja tehničnih razmerij v sistemu. Navadno zahtevajo dolge serije podatkov.
2. *PRODUKCIJSKO ORIENTIRANI (STROŠKOVNI) MODELI* – Izhajajo iz strukture proizvodnje in stroškovnih funkcij proizvajalcev. V praksi cene zaradi strateškega obnašanja odstopajo od stroškov, zato je z njimi težko pojasniti in predvideti gibanje cen.
3. *MODELI EKONOMSKEGA RAVNOTEŽJA*³³ – Iščejo ravnotežno ceno pod predpostavko določene tržne strukture in tipa konkurence. Glavni problem je dinamika trga, zaradi katere do ravnotežja nikoli ne pride.
4. *MODELI, KI TEMELJIJO NA OBNAŠANJU SUBJEKTOV* – Predstavljajo dinamično dopolnitev modelov iz točke 3. Za vsak subjekt definirajo funkcijo koristi, postavijo omejitve ter simulirajo sistem v različnih pogojih.
5. *EKSPERIMENTALNI »MODELI«* – Gre za simulacijo trga z resničnimi osebami, ki nastopajo v različnih vlogah.
6. *FUNDAMENTALNI, STRUKTURNI MODELI* – Upoštevajo temeljna ekonomska in tehnična razmerja v sistemu.

Modeli 2-5 so kvalitativno orientirani in so bolj kot napovedovanju cen namenjeni »raziskovanju sistema« – npr. prisotnost in vpliv monopolne moči, vpliv različnih pravil trgovanja na cene. Za napovedovanje se najpogosteje uporabljajo strukturni, ki sicer lahko

³³ Na primer: Baldrick Ross, Hogan William: *Capacity Constrained Supply Function Equilibrium Models of Electricity Markets*, 2001. 95 str. [URL: <http://paleale.eecs.berkeley.edu/ucei/pwrpubs/pwp089.html>], 17.6.2002.; Rudkevich Alexandr et al.: *Modeling Electricity Pricing in a Deregulated Generation Industry*. Energy Journal, Cleveland, 19(1998), 3, str. 19-48.

vključujejo tudi elemente drugih pristopov, in »statistični« modeli. Prvi predvsem zaradi dejstva, da so dolgoročne napovedi praktično nemogoče, če se ne upošteva relevantnih značilnosti sistema, drugi pa zaradi relativne enostavnosti, prilagodljivosti in uporabnosti za kratkoročne napovedi.

Osnovno logiko, ki stoji za strukturnimi modeli, podaja Derek Bunn v prispevku »Forecasting Loads and Prices in Competitive Power Markets«, ko pravi, da je bistvo fundamentalnega pristopa v zavedanju, da je cena določena s presečiščem ponudbe in povpraševanja v določenem trenutku in da mora model zato upoštevati značilnosti ter faktorje obeh (Bunn, 2000, str. 168).

Primer strukturnega modela s podatki o ceni in količini trga »New England« podata Skantze in Ilic (Skantze, Ilic, 2001, str. 61-79). Izhajata iz znanega izhodišča – cena se oblikuje v presečišču S in D . Ker predpostavljata popolnoma neelastično povpraševanje in nespremenljivo obliko krivulje S , ki jo aproksimirata z eksponentno funkcijo, zapišeta ceno kot: $S = e^{aL+b}$, pri čemer je » a « fiksni parameter oblike krivulje ponudbe, » L « povpraševana količina (angl. »load«), ki je zaradi neelastičnosti enaka tržni količini, in » b « parameter, ki kaže premike krivulje ponudbe. Model poleg navedene enačbe cene vsebuje še enačbi povpraševanja (» L «) in ponudbe (» b «), kjer se upošteva njun sezonski in stohastični značaj.

»Statističnih« modelov je zaradi sorazmerne enostavnosti seveda veliko. Glede namena modeliranja jih lahko razdelimo v dve skupini: modeli, katerih primarni cilj je sama napoved in modeli, kjer se na podatkih preverja ustreznost nekega teoretičnega modela³⁴. V splošnem gre za to, da se poskuša na različne načine v modeliranje vključiti relevantne značilnosti cen, ki so opisane v točki 4.2 na strani 19.

Navajamo nekaj primerov modelov in njihove glavne zaključke:

- ETHIER IN MOUNT (1998) na primeru trga Victorija (Avstralija) in treh trgov v ZDA zavrneta model slučajnega sprehoda (angl. »random walk«) in poudarita pomen vključitve povratka k povprečju (angl. »mean reversion«) ter skokov v model
- LUCIA IN SCHWARTZ (2000) zaključujeta, da lahko gibanje cene razdelimo na dva dela: deterministični del (s tem mislita predvsem na sezonsko komponento) in stohastični del, za katerega pa ugotavljata povratek k povprečju. Analizo izvajata na podlagi podatkov z Nord Pool trga za obdobje 1993-1998
- KNITTEL IN ROBERTS (2001) s podatki kalifornijskega trga preverjata ustreznost cele vrste modelov – od najenostavnejšega AR(1) modela do ARMAX specifikacije (kjer kot eksogeno spremenljivko vključita temperaturo). Prav ta model daje najboljše rezultate, čeprav trdita, da je pojasnjevalni prispevek spremenljivke temperatura relativno majhen. Preverjata tudi EGARCH³⁵ specifikacijo, ki potrdi t.i. »inverse leverage effect«. Analizo zaključita s trditvijo,

³⁴ V bolj teoretično obarvanem prispevku Baker et al. na primer primerjajo ustreznost modela slučajnega sprehoda (angl. »random walk«) z modeli, ki vključuje povratek k povprečju (angl. »mean reversion«) in zaključujejo, da prvi ni ustrezen pri analizi cen električne energije (Baker et al., 1998, str. 115-135).

³⁵ »Exponential GARCH« – asimetrična dopolnitev GARCH pristopa.

da so možnosti »statističnih« modelov omejene, in svetujeta uporabo strukturnih specifikacij (Knittel, Roberts, 2001, str. 20)

- DENG (2000) izhaja iz izhodišča, da je v model vsekakor potrebno vključiti povratek k povprečju in skoke, bistvo njegovega prispevka pa je v analizi različnih načinov vključitve skokov v model (»jumps« in »spikes«) ter v upoštevanju različnih pristopov, kar se tiče volatilnosti cen (ali je ta deterministična ali stohastična)
- HLOUSKOVA ET AL. (2001) ponovijo analizo Knittela in Robertsa na podatkih trga LPX (Leipzig, Nemčija). Ugotovitve so v osnovi enake, čeprav jih podajajo bolj skopo.
- ESCRIBANO ET AL. (2001) iščejo splošni model, ki bi bil primeren za analizo cen na vseh dereguliranih trgih. V model vključijo sezonsko komponento, povratek k povprečju, skoke in volatilnost (preko GARCH³⁶ procesa). Na primeru petih trgov (Argentina, Avstralija, Nova Zelandija, Nord Pool in Španija) zaključijo, da so med različnimi sistemi precejšnje razlike glede gibanja cen.
- CONTRERAS ET AL. (2002) poskušajo napovedovati cene električne energije na primeru Španije in Kalifornije z uporabo ARIMA modelov
- ESPINOLA ET AL. (2002) pa poleg ARIMA modelov, prav tako za Španijo in Kalifornijo, preverijo še t.i. »transfer function«³⁷ pristop in model, kjer odvisno spremenljivko (ceno) skušajo pojasniti z naslednjimi pojasnjevalnimi spremenljivkami: odložena cena, tekoče povpraševanje, odloženo povpraševanje (število odlogov prilagajajo posameznemu trgu). Najboljše rezultate dobijo s »transfer function« pristopom.

Statističnih modelov je torej veliko. Razlikujejo se tako po pristopu kot po načinu analize. Med tistimi, ki niso navedeni v primerih, velja izpostaviti analizo z umetnimi nevronskimi mrežami³⁸.

5 MODELIRANJE CENE ELEKTRIČNE ENERGIJE

V zadnjem in hkrati osrednjem poglavju tega dela je predstavljen poskus modeliranja dnevni cen električne energije na Elspot Nord Pool trgu. Analiza je narejena univariatno z uporabo AR(I)MA³⁹ metode, ki sta jo v 70-ih letih uvedla Box in Jenkins. Zanima nas, ali je

³⁶ »GARCH« - »Generalized AutoRegressive Conditional Heteroskedasticity«; glej točko 5.2.3 na strani 30.

³⁷ Pri tem pristopu skušajo cene pojasniti v odvisnosti od tekočih in lagiranih vrednosti povpraševanja, ostanke pa modelirajo kot ARMA proces.

³⁸ Nogales et al. (2002) kot primer navajajo: Gao F., Guan X.-R. Cao, Papalexopoulos A.: *Forecasting power market clearing price and quantity using a neural network method*. Proceedings Power Engineering Summer Meeting, Seattle, WA, 2000, str. 2183-2188.

³⁹ ARIMA je akronim za »AutoRegressive (Integrated) Moving Average«.

s takim pristopom možno zadovoljivo replicirati stohastični proces, ki »generira« cene, in model uporabiti za kratkoročno napovedovanje.

V točki 5.1 so predstavljene ključne opisne statistike, preverja pa se tudi prisotnost v prejšnjem poglavju omenjenih lastnosti gibanja cen električne energije. V točkah 5.2 in 5.3 je obravnavana izbrana metoda, opozarja pa se tudi na nekatere težave s tem pristopom. V točki 5.4 je podan možen model, točka 5.5 pa vsebuje napovedi cen.

5.1 CENE NA TRGU NORD POOL

Na razpolago imamo podatke o dnevni sistemski ceni na Nord Pool Elspot trgu od 4.5.1992 do 6.3.2002. Glavne opisne statistike so navedene v Tabeli 4.

TABELA 4: OPISNE STATISTIKE (v NOK/MWH)

Leto	92-02	model	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
Povprečje	137,9	144,0	80,3	182,7	117,7	253,6	134,9	116,4	112,1	103,3	186,5
St. odklon	66,1	65,2	40,7	48,9	38,1	41,7	38,2	35,6	27,4	32,1	39,9
KV (v %)	47,9	45,3	50,7	26,8	32,4	16,4	28,3	30,6	24,4	31,1	21,4
Najnižja cena	1,5	14,8	14,8	66,6	29,7	157,7	58,2	21,3	50,4	31,8	119,1
Najvišja cena	633,4	423,4	172,4	423,4	204,3	370	261,8	266,5	225,5	387,8	633,4
Asimetrija⁴⁰	0,69	0,82	0,18	1,03	-0,56	0,34	0,86	-0,28	0,13	1,81	4,82
Sploščenost⁴¹	4,35	3,68	2,07	6,64	2,74	3,07	4,05	3,22	3,46	18,77	48,6
Normalna porazdelitev⁴²	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	DA	DA	NE	NE

Opombe: »Model« je obdobje 1.6.1993 – 1.6.2000; »KV« je koeficient variabilnosti.

Vir: Lastni izračuni na podlagi podatkov z Nord Pool FTP strežnika.

Porazdelitev cen je za obdobje 1992-2002 in tudi za večino posameznih let asimetrična v desno in koničasta, kar pomeni, da so ekstremne vrednosti predvsem velika zvišanja cen.

Razpon, v katerem se giblje cena, je precej širok, saj so skoki lahko ekstremni. Lep primer je absolutno najvišja cena v tem obdobju, 633.4 NOK/MWh, ki je bila zabeležena 5. februarja 2001. Dan pred tem je bila cena 192.8, dan pozneje 369.1, čez dva dni pa se je že znižala na 182.85 NOK/MWh – t.j. na približno raven letnega povprečja. Vzrok temu skoku je bilo rekordno visoko povpraševanje⁴³.

Variabilnost je tudi sicer visoka in nekonstantna, saj se izmenjujejo obdobja visokih in nizkih nihanj⁴⁴.

⁴⁰ Ocena kazalca asimetrije (angl. »skewness«) ima pri normalni porazdelitvi vrednost 0. Vrednosti, ki so večje od 0 pomenijo porazdelitev, ki je asimetrična v desno.

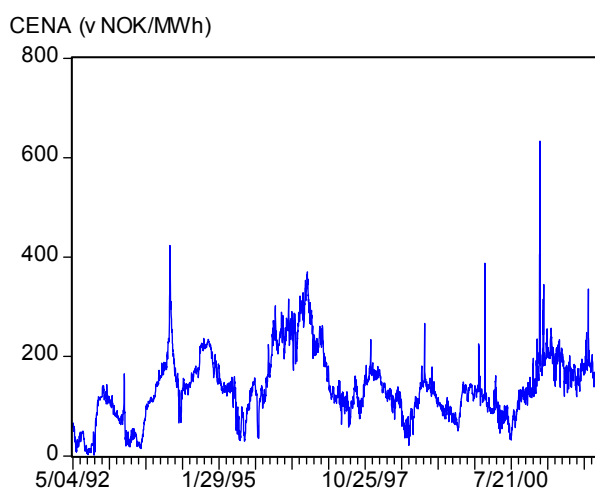
⁴¹ Ocena kazalca sploščenosti (angl. »kurtosis«) ima pri normalni porazdelitvi vrednost 3. Vrednosti večje od 3 pomenijo, da je porazdelitev koničasta.

⁴² Normalnost porazdelitve je testirana z Jarque-Bera testom, ki temelji na asimetriji in sploščenosti. »NE« pomeni, da na podlagi podatkov pri stopnji značilnosti manjši od 0,05 zavrnemo ničelno hipotezo normalne porazdelitve. »DA« pomeni, da ničelne domneve ne moremo zavrniti.

⁴³ Vir: [URL: <http://www.nordpool.no/information/publications/elbors/301/6.html>], 18.7.2002 in [URL: <http://lehdisto.energia.fi/sener/%23600778>], 18.7.2002.

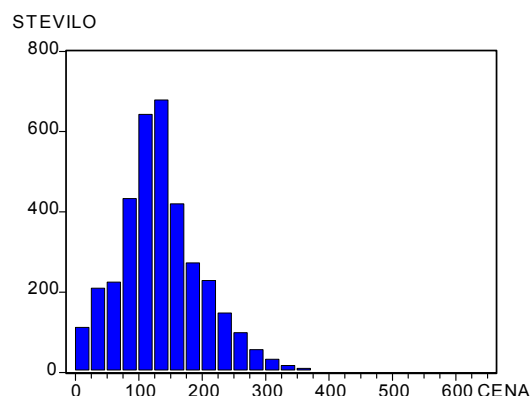
⁴⁴ Glej tudi grafe cen po posameznih letih v prilogi, stran P-1 in P-2.

SLIKA 6: CENE OD 4.5.1992 DO 6.3.2002



Vir: Nord Pool FTP strežnik.

SLIKA 7: HISTOGRAM CEN (4.5.92 – 6.3.02)



Vir: Nord Pool FTP strežnik.

5.1.1 ANALIZA SEZONE IN VPLIVA NEDELOVNIH DNI

Analizo sezone in vpliva nedelovnih dni za obdobje 1.6.1993-1.6.2000 bomo izvedli z uporabo nepravih spremenljivk (angl. »dummy variables«)⁴⁵, kar pomeni predpostavko deterministične sezone. Oblikujemo 11 nepravih spremenljivk (D1 do D12) za sezono, ki imajo vrednost 1, če je opazovanje v določenem mesecu, in 0, če ni⁴⁶. Za proučevanje vpliva nedelovnih dni oblikujemo eno spremenljivko (DW), ki ima vrednost 1 za sobote in nedelje. Ocene parametrov in stopnje značilnosti so predstavljene v Tabeli 5 na strani 26 (celotni izpis je v prilogi, str. P-3).

Z izjemo »D9« (mesec september) so vse ocene parametrov statistično značilno različne od nič. Mesečna povprečja se torej razlikujejo od baznega meseca aprila – prisotna je sezonska komponenta. Rezultati so pričakovani, saj za poletne mesece v povprečju veljajo nižje cene. Glavni razlog je verjetno v nižjem povpraševanju.

Na podlagi analize lahko tudi sklepamo, da so bile cene v tem obdobju ob sobotah in nedeljah nižje v povprečju za približno 10 NOK/MWh kot cene za delovne dni. Vzrok za to je predvsem nižje povpraševanje, saj izpadejo veliki industrijski porabniki.

⁴⁵ Glede uporabe nepravih spremenljivk pri analizi sezone glej: Gujarati, 1995, str. 517-519 in Rogelj, 2001, str. 16-24.

⁴⁶ Kot bazni mesec izberemo april, da bo predpostavljena razlika med poletnimi in zimskimi meseci jasneje izražena.

TABELA 5: ANALIZA SEZONE IN VPLIVA NEDELOVNIH DNI

Spremenljivka	Ocena parametra	P	Ocenjena mesečna povprečja (v NOK/MWh)	
konstanta	138.70	0.0000	april	138.70
D1	30.85	0.0000	januar	169.55
D2	26.93	0.0000	februar	165.63
D3	14.27	0.0168	marec	152.97
D5	-12.58	0.0351	maj	126.12
D6	-23.91	0.0001	junij	114.79
D7	-37.32	0.0000	julij	101.38
D8	-12.17	0.0415	avgust	126.53
D9	11.62	0.0535	september	150.32
D10	17.18	0.0040	oktober	155.88
D11	21.47	0.0004	november	160.17
D12	29.33	0.0000	december	168.03
konstanta	146.96	0.0000		
DW	-10.22	0.0003		

Opomba: »P« je točna stopnja značilnosti.

Vir: Lastni izračuni.

5.2 PROBLEMI PRI ANALIZI IN VPRAŠANJE STACIONARNOSTI

Za ocenjevanje modela upoštevamo opazovanja od 1.6.1993 do 1.6.2000. Začetna opazovanja (leto 1992 in prva polovica 1993) izločimo, ker je bil Nord Pool dejansko ustanovljen šele 1.1.1993⁴⁷, hkrati pa je v vsakem primeru smiselno izločiti začetno obdobje delovanja, »porodne krče«. Analiza časovne vrste od samega začetka procesa poleg tega predstavlja problem glede zahteve stacionarnosti (Enders, 1995, str. 71). Morda bi bilo bolje začetek vzorca preložiti celo na poznejša leta, vendar pri tem naletimo na posebno težavo: za cene elektrike je sicer značilen povratek k povprečju, vendar veliko avtorjev ugotavlja, da je le-ta dokaj počasen (angl. »slow mean-reversion«)⁴⁸. Zato potrebujemo relativno dolgo časovno vrsto. Obdobje po 1.6.2000 pustimo za analizo napovedne moči modelov.

5.2.1 VPRAŠANJE STACIONARNOSTI

ARIMA metodologija je namenjena analizi časovnih vrst, ki so stacionarne oziroma to postanejo po ustreznih transformacijah. Pogoji stacionarnosti, na katerem temeljijo »t« in »Q« testi in sploh uporaba ocenjenih (parcialnih) avtokorelacijskih funkcij v fazi identifikacije modela, lahko zapišemo (Enders, 1995, str. 69):

⁴⁷ Prej je trg na Norveškem deloval v drugačni organizacijski obliki (Lucia, Schwartz, 2000, str. 7).

⁴⁸ Glej točko 4.2, str. 19.

$$E(y_t) = E(y_{t-s}) = \mu$$

$$E[(y_t - \mu)^2] = E[(y_{t-s} - \mu)^2] = \sigma_y^2 \quad \text{ali} \quad \text{Var}(y_t) = \text{Var}(y_{t-s}) = \sigma_y^2$$

$$E[(y_t - \mu)(y_{t-s} - \mu)] = E[(y_{t-j} - \mu)(y_{t-j-s} - \mu)] = \gamma_s \quad \text{ali} \quad \text{Cov}(y_t, y_{t-s}) = \text{Cov}(y_{t-j}, y_{t-j-s})$$

Stacionarnost torej pomeni časovno konstantno povprečje in varianco (serija oscilira okoli dolgoročnega povprečja; angl. »mean reversion«) ter kovariance, ki so odvisne le od odloga »s« (angl. »lag«). Pri nestacionarnih serijah, ki jih je mogoče transformirati v stacionarne, moramo ločiti t.i. »trend stationary« serije, kjer je nestacionarnost posledica determinističnega trenda, in t.i. »difference stationary« serije, kjer je potrebno diferenciranje (Enders, 1995, str. 179-181). Na nestacionarnost lahko nakazujejo počasi padajoče vrednosti ocenjene avtokorelacijske funkcije (SACF)⁴⁹ (Pindyck, Rubinfeld, 1998, str. 499-500; Enders, 1995, str. 211-212). Če bi se zanašali le na to ugotovitev, bi lahko sklenili, da gre v našem primeru za nestacionarnost, saj je vrednost SACF pri odlogu 1 0,98 pri odlogu 36 pa še vedno visokih 0,752 (glej izpis v prilogi, str. P-4). Vendarle je bolje uporabiti formalne teste, ki bodo podani v nadaljevanju.

5.2.2 STACIONARNOST V POVPREČJU

Stacionarnost in tudi prisotnost morebitnih determinističnih regresorjev bomo preverjali na podlagi dveh testov (Enders, 1995, str. 221-243 in 251-261; Pindyck, Rubinfeld, 1998, str. 507-513): razširjenega Dickey-Fuller (ADF, »Augmented Dickey-Fuller«) in Philips-Perron (PP) testa.

Glavna problema pri postavitvi ADF testa sta:

1. Ali v testno enačbo vključiti deterministične regresorje (konstanto in trend) in katere?
2. Kolikšno število odlogov je smiselno vključiti?

Test ADF je pogojen s prisotnostjo determinističnih regresorjev, hkrati pa je testiranje prisotnosti determinističnih regresorjev pogojeno s prisotnostjo enotskega korena (angl. »unit root«) (Enders, 1995, str. 255). V našem primeru je smiselno izključiti prisotnost determinističnega trenda⁵⁰. Predpostavki ADF testa sta homogenost variance in nekoreliranost ostankov testne enačbe. Slednje je povezano z drugim problemom – številom odlogov. Enders glede tega daje le splošno priporočilo, da je potrebno takšno število odlogov, da ni prisotna avtokorelacija v ostankih (Enders, 1995, str. 226-227), Hayashi pa

predlaga formulo: $p_{\max} = INT \left[12 * \left(\frac{T}{100} \right)^{1/4} \right]$, pri čemer je »p_{max}« največje število odlogov,

⁴⁹ ACF je akronim za »Autocorrelation function« (avtokorelacijska funkcija), PACF pa za »Partial Autocorrelation Function« (parcialna avtokorelacijska funkcija). SACF in SPACF sta vzorčni (»sample«), ocenjeni avtokorelacijska ter parcialno avtokorelacijska funkcija.

⁵⁰ Pregled grafa serije ne nakazuje na prisotnost determinističnega trenda.

»INT« celoštevilski operater in »T« število opazovanj (Hayashi, 2000, str. 594). Pri $T = 2558$ naj bi torej upoštevali največ 26 odlogov. Preveliko število odlogov sicer pomeni manjše število stopinj prostosti in težje zavračanje ničelne domneve, ki predvideva nestacionarnost oziroma enotski koren (Enders, 1995, str. 226-227). Vendar pa je ključno, da ostanki niso avtokorelirani, zato v našem primeru 26 odlogov ne zadošča.

Rezultati ADF testov so podani v Tabeli 6. Če sledimo »Doldado – Jenkinson – Sosvilla-Rivero«⁵¹ proceduri, ki jo navaja Enders, in upoštevamo 100 odlogov, potem lahko zavrne ničelno domnevo in sprejmemo sklep, da enotskega korena ni. Vključitev odvečnega determinističnega regresorja⁵² namreč pomeni le, da test težje zavrne ničelno domnevo (Enders, 1995, str. 254-257). Hkrati se moramo zavedati, da predpostavka konstantne variance ni izpolnjena⁵³ in da je potrebno upoštevati vpliv periodične komponente ter osamelcev.

TABELA 6: REZULTATI ADF TESTOV – (NE)ZAVRNITEV NIČELNE DOMNEVE

ODLOGI	26	42	100
Cena / Konst	zavrne H_0 pri $\alpha=10\%$	zavrne H_0 pri $\alpha=5\%$	zavrne H_0 pri $\alpha=5\%$
Cena	ne zavrne H_0	ne zavrne H_0	ne zavrne H_0
Lnc / Konst	zavrne H_0 pri $\alpha=5\%$ ⁵⁴	zavrne H_0 pri $\alpha=1\%$	zavrne H_0 pri $\alpha=5\%$
Lnc	ne zavrne H_0	ne zavrne H_0	ne zavrne H_0

Opombe: »Konst« - konstanta v modelu; »Lnc« - logaritmi cen.

Vir: Lastni izračuni.

Philips-Perron test (PP) je posplošitev testa ADF in ne predpostavlja homoskedastičnosti in neodvisnosti ostankov. Kritične vrednosti so enake kot pri ADF testu. Rezultati PP testa podpirajo ugotovitve ADF, saj lahko zavrne ničelno hipotezo pri stopnji značilnosti 1% (glej izpis v prilogi, str. P-6).

Tako za PP kot za ADF test je značilno, da težko ločita med nestacionarnimi procesi in stacionarnimi procesi, kjer gre za počasen povratak k povprečju, kar naj bi bilo značilno za gibanje cen električne energije. V takih situacijah naj bi bila pristranska v smeri nezavrnitve ničelne domneve (Enders, 1995, str. 237). Glede na to, da v našem primeru oba testa zavračata ničelno domnevo, bi morali torej sprejeti sklep, da enotskega korena ni. Vendar pa se poleg že omenjene kršitve predpostavke homogene variance pri ADF testu pojavljajo še naslednje dileme:

- vpliv periodične komponente na teste
- vpliv osamelcev
- vpliv morebitnega (G)ARCH učinka

⁵¹ Bistvo te procedure je, da se začne testirati z najširšo testno enačbo in se upošteva majhna moč testa ADF glede zavračanja ničelne domneve – če torej test vseeno uspe zavrniti ničelno domnevo, sprejmemo sklep, da velja alternativna domneva, torej stacionarnost.

⁵² Tudi če bi vključili še deterministični trend, bi test pri 100 odlogih še vedno zavrnil ničelno hipotezo.

⁵³ Kot je prikazano v točki 5.2.3 na strani 30, je problem z uporabo naravnih logaritmov cen le omiljen.

⁵⁴ Glej programski izpis v prilogi, str. P-5.

5.2.2.1 Vpliv periodične komponente

Za dnevne cene električne energije je značilna periodičnost na tedenskem in letnem (sezona) nivoju, kar lahko vpliva na zanesljivost testov stacionarnosti. Če predpostavimo, da je sezona deterministična, bi lahko teste ponovili na naslednji način: najprej postavimo enako regresijo kot pri analizi sezone (torej je v regresijski enačbi 11 nepravih spremenljivk in konstanta) in nato izvedemo teste na ostankih te regresije, ki predstavljajo desezionirano⁵⁵ časovno vrsto (Enders, 1995, str. 229-230). Testi tudi v tem primeru zavrnejo ničelno domnevo⁵⁶.

Še večji problem predstavlja perioda na tedenskem nivoju. Če pregledamo korelogram prvih diferenc naravnih logaritmov cen (glej prilogo, str. P-7) opazimo visoke in počasi padajoče ocene vrednosti avtokorelacijske funkcije na odlogih 7, 14, 21 itd., kar je, podobno kot pri osnovni seriji, lahko posledica nestacionarnosti oziroma enotskega korena v periodični komponenti (O'Donovan, 1983, str. 179-182). Gomez in Maraval omenjata, da ne obstaja konsenz glede postopkov testiranja nestacionarnosti v takih primerih (Gomez, Maraval, 2001, str. 174).

Glede na to, da naj diferenciranje ne bi slabo vplivalo na kratkoročno napovedno moč modela (Enders, 1995, str. 254; Gomez, Maraval, 2001, str. 174), je torej temeljno praktično vprašanje ali serijo diferencirati in kako. Če upoštevamo priporočilo, ki ga navajajo Abraham in Ledolter ter O'Donovan, da je ustrezni red diferenciranja tisti, kjer ocenjeni standardni odklon serije ne naraste, potem se lahko odločimo za 1 navadno in 1 »sezonsko« oziroma periodično diferenco na odlogu 7⁵⁷ (Abraham, Ledolter, 1983, str. 231-236; O'Donovan, 1983, str. 146). Tako diferencirano serijo (označimo jo » w_t «) lahko zapišemo:

$w_t = (1-L)^n \cdot (1-L)^s \cdot z_t$ oziroma $w_t = (z_t - z_{t-1}) - (z_{t-7} - z_{t-8})$, pri čemer je » z_t « osnovna serija naravnih logaritmov cen, » L « operater diferenciranja oziroma vzvratnega premika, » n « in » s « pa označujeta red navadne in »sezonske« difference in sta v tem primeru enaka 1.

5.2.2.2 Drugi problemi glede testov stacionarnosti

Statistični terminološki slovar definira osamelce (angl. »outlier«) kot opazovane vrednosti, ki se od drugih vrednosti tako razlikujejo, da je vprašljiva njihova vključitev v vzorec (Košmelj et al., 2001, str. 91). Arranz et al. ugotavljajo, da prisotnost osamelcev v seriji lahko povzroči pristranskost ADF testa, posebej kadar so pogosti in njihove vrednosti zelo visoke ali zelo nizke. V takih primerih naj bi bil ADF test pristranski v smeri zavrnitve ničelne domneve (Arranz et al., 2000, str. 2 in 4). Dodajanje odlogov v testno ADF enačbo

⁵⁵ Če bi želeli dejansko desezionirano vrsto bi morali ostankom prišteti povprečje serije.

⁵⁶ Rezultati so nezanesljivi, saj programski paket EViews navaja pravilne kritične vrednosti le, če je test izveden na originalni seriji in ne na ostankih regresije (EViews 3 User's Guide, str. 333).

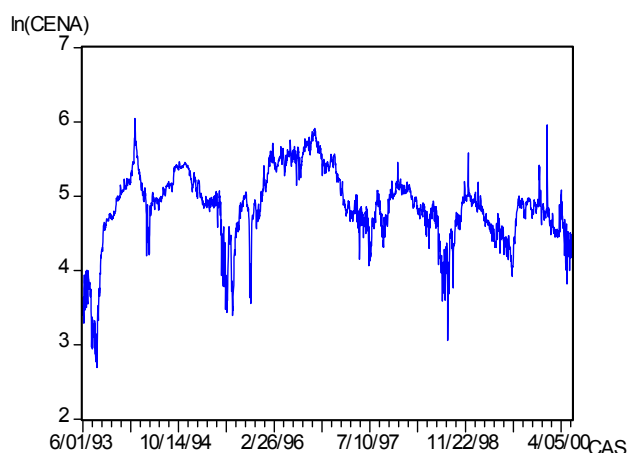
⁵⁷ Če bi na primer vzeli druge (navadne) difference, bi se ocenjeni standardni odklon povečal; poleg povečanega standardnega odklona lahko pretirano diferenciranje serije otežuje identifikacijo modela in povzroči, da členi drseče sredine (MA) postanejo neobrnjivi (približujejo se vrednosti 1) (Abraham, Ledolter, 1983, str. 236).

in velik vzorec naj bi sicer omilila problem, izločanje osamelcev z nepravimi spremenljivkami pa odsvetujejo zaradi arbitrarnosti takega postopka (Arranz et al., 2000, str. 12 in 14). Prisotnost sprememb »nivoja« procesa (angl. »level shift«) prav tako povzroči pristranskost testov stacionarnosti, vendar v smeri nezavrnitve ničelne domneve (Enders, 1995, str. 243-251). V našem primeru osamelci predstavljajo problem, saj so visoki (predvsem pozitivni) skoki cen električne energije dokaj pogosti (glej tudi točko 5.2.4, str. 32).

Boswijk opozarja tudi na šibkost klasičnih testov stacionarnosti ob prisotnosti t.i. »GARCH« efekta v varianci procesa. Njihova moč, da zavrnejo neveljavno ničelno domnevo nestacionarnosti, naj bi bila v takih primerih manjša (Boswijk, 2000, str. 2 in 9).

5.2.3 STACIONARNOST V VARIANCI

SLIKA 8: NARAVNI LOGARITMI CEN (1.6.1993-1.6.2000)



Vir: Lastni izračuni.

Problem nestacionarnosti v varianci je pri cenah električne energije v marsičem podoben nestacionarnosti drugih finančnih serij (npr. cen delnic). Navzočnost te težave je jasna že pri pregledu poteka serije (glej Sliko 6, str. 25). Abraham in Ledolter omenjata, da je v primerih, ko je variabilnost proporcionalna nivoju serije, koristen pristop logaritmiranja (Abraham, Ledolter, 1983, str. 229).

Izhajajoč iz značilnosti razmerja med ponudbo in povpraševanjem na trgu električne energije, je možno pričakovati, da bo variabilnost višja, ko so cene visoke⁵⁸.

Pri drugih študijah sta prisotna večinoma dva pristopa: uporaba navadnih cen (npr. Hlouskova et al., 2001) ali pa uporaba naravnih logaritmov cen (npr. Contreras et al., 2002). Jasno je, da logaritmiranje ne odpravi nehomogenosti v varianci (glej Sliko 8), ampak jo le omili⁵⁹. Predpostavka testa ADF, ki predvideva homogenost variance je nedvomno kršena. Zaradi izredne variabilnosti, ki je značilna za trg Nord Pool, bodo modeli v tem delu temeljili na analizi serije naravnih logaritmov cen.

⁵⁸ Logika v ozadju je: Višje cene se pojavijo praviloma zaradi visokega povpraševanja ali izpada ponudbe, ko funkcija povpraševanja seka funkcijo ponudbe na njenem strmo rastočem delu. Že manjše spremembe povzročijo velike spremembe cen. Poleg tega je za tako situacijo značilno, da pride morebiti prisotna monopolna moč najbolj do izraza.

⁵⁹ Koefficient variabilnosti (v %), računani kot razmerje med ocenjenim standardnim odklonom in ocenjeno aritmetično sredino, znaša za originalno serijo 45,25%, za logaritme pa 10,28% (Vir: Lastni izračuni), kar pa še zdaleč ne pomeni, da je predpostavka konstantnosti variance izpolnjena.

Poleg logaritmiranja je pri problemu variabilnosti mogoče uporabiti še dodaten pristop – t.j. eksplicitno vključitev v model, na primer z GARCH specifikacijo. Poleg enačbe povprečja dobimo še enačbo variance.

Tak postopek je pri modeliranju cen električne energije skladen s t.i. pojavom »volatility clustering«, ko se izmenjujejo obdobja visoke in nizke variabilnosti. Bistvo je v tem, da se s hkratnim ocenjevanjem obeh enačb zagotovijo boljše ocene, kot bi bile mogoče ob prisotnosti heteroskedastičnosti. Predpostavlja pa se, da je mogoče variabilnost zajeti z ARMA procesom, za kar dejansko gre pri (G)ARCH modelu. Uporabo inačic⁶⁰ GARCH modela v kontekstu analize cen električne energije najdemo v več študijah, med drugim: Escribano et al. (2001), Hlouskova et al. (2001), Bystrom (2001) ter Knittel in Roberts (2001).

GARCH (akronim za »generalized autoregressive conditional heteroskedasticity«) je uvedel Bollerslev leta 1986, kot posplošitev Engle-ovega »ARCH« pristopa.

Zapis⁶¹ GARCH (p,q) modela je sledeč (Enders, 1995, str. 146-147; Tsay, 2001, str. 256-260):

$$(1) \quad y_t = \gamma \cdot x_t + \varepsilon_t; \quad t = 1, \dots, n$$

$$(2) \quad \varepsilon_t = \sigma_t \cdot \eta_t$$

$$(3) \quad \sigma_t^2 = \alpha_0 + \sum_{i=1}^q \alpha_i \cdot \varepsilon_{t-i}^2 + \sum_{i=1}^p \beta_i \cdot \sigma_{t-i}^2; \quad \alpha_0 > 0, \quad \alpha_i \geq 0, \quad \beta_i \geq 0, \quad \sum_{i=1}^{\max(p,q)} (\alpha_i + \beta_i) < 1$$

$$(4) \quad E(\varepsilon_t^2) = \frac{\alpha_0}{1 - \sum_{i=1}^{\max(p,q)} (\alpha_i + \beta_i)}$$

Enačba (1) je splošni zapis enačbe povprečja, ki prikazuje odvisno spremenljivko »y« kot funkcijo pojasnjevalne spremenljivke »x«. Ta enačba bo v našem primeru ARIMA proces. Enačba (3) je enačba pogojne variance, oziroma GARCH (p,q) model. Pogojna varianca je funkcija kvadratov odklonov enačbe (1) prejšnjih obdobj (reda »q«) in vrednosti preteklih pogojnih varianc (reda »p«). V primeru, da je »p« enak 0, dobimo »ARCH(q)« model. Enačba (2) ponazarja zvezo med (1) in (3), pri čemer je η_t beli šum⁶² (angl. »white noise«). V enačbi (4) je prikazan zapis nepogojne variance. Jasno je, da je slednja definirana le, če je izpolnjen zadnji pogoj naveden pri enačbi (3).

Z uporabo GARCH-a se torej predpostavlja, da je varianca stacionaren proces, ki se vrača h dolgoročni vrednosti, t.j. nepogojni varianci.

⁶⁰ Več o inačicah (G)ARCH glej: Enders, 1995, str. 135-162 in Tsay, 2001, str. 249-266.

⁶¹ V tem primeru je prikazana tudi enačba povprečja serije.

⁶² »Beli šum« je niz enako porazdeljenih, neodvisnih slučajnih spremenljivk s povprečjem 0 in konstantno varianco (Enders, 1995, str. 65-66).

5.2.4 VPRAŠANJE OSAMELCEV

Osamelci so bili omenjeni že v kontekstu testov stacionarnosti, vendar pa zaradi resnosti problema in posledic za postopek modeliranja zahtevajo dodatno obravnavo.

Pri časovnih vrstah razlikujemo dva temeljna tipa⁶³ (Abraham, Ledolter, 1983, str. 356-357):

1. TIP »AO« (angl. »additive outlier«) ter
2. TIP »IO« (angl. »innovational outlier«)

Pri prvem gre za izolirano opazovanje, pogojno rečeno eksogenega značaja. Drugi pa predpostavlja, da »šok« v trenutku t vpliva tudi na poznejše člene časovne vrste. V praksi naj bi bil pogostejši tip »AO«, čeprav glede tega ni konsenza (Barnett, Lewis, 1994, str. 396). Ta ima tudi resnejše posledice pri ARIMA modeliranju glede vpliva na ocenjene ostanke modela in ocene parametrov. Pena ugotavlja, da so poleg ostanka v obdobju osamelca »kontaminirana« tudi poznejša obdobja⁶⁴, kar povzroči, da serija ostankov nima več značilnosti t.i. »belega šuma«. V primeru osamelca tipa »IO« naj bi bil »kontaminiran« le ostanek obdobja, ko nastopi osamelec. Pomemben je tudi vpliv na ocene parametrov, saj velik »AO« načeloma lahko potisne ocenjene vrednosti avtokorelacijske funkcije proti nič. Vpliv tipa »IO« je tudi v tem pogledu manjši, še posebno pri velikih vzorcih, kjer so tudi učinki »AO« omiljeni (Pena, 2001, str. 139-143). Kakšne so dejanske posledice prisotnosti osamelcev je seveda odvisno tudi od drugih dejavnikov – na primer od relativne velikosti osamelca glede na bližnje ležeča opazovanja v časovni vrsti.

Escribano opozarja, da lahko prisotnost osamelcev povzroča pristranskost pri ocenjevanju parametrov GARCH modela, kar lahko vodi do ocen, ki implicirajo nestacionarno pogojno varianco⁶⁵ (Escribano et al., 2001, str. 8). Tudi uporaba nepravih spremenljivk v okviru analize sezone je občutljiva na prisotnost osamelcev, kot ugotavljata Lucia in Schwartz (Lucia, Schwartz, 2000, str. 16).

Težave so toliko večje, kolikor pogosteje se taka opazovanja pojavljajo v časovni vrsti, zato se je potrebno zavedati njihovega vpliva in jih po možnosti identificirati ter izločiti. Problem predstavlja dejstvo, da ne gre nujno za ekstremne vrednosti, ki bi bile takoj razvidne iz grafa (Barnett, Lewis, 1994, str. 395). Poleg tega je možno, da je v seriji niz zaporednih osamelcev, kar dodatno otežuje identifikacijo (Pena, 2001, str. 154-160). V kontekstu analize cen električne energije je vprašljivo (če pustimo ob strani formalne teste) ali lahko na primer špice cen (angl. »spike«) označimo kot osamelce in jih izločimo. Veliko je odvisno tudi od tipa modela, saj je denimo pri modelih, ki eksplicitno vključujejo možnost skokov, ta težava bistveno manjša (npr. Hlouskova et al., 2001). Glede identifikacije se postavlja vprašanje ali upoštevati osnovno serijo ali ostanke ocenjenega modela. Pri drugem pristopu bi načeloma lahko »potegnili črto« pri standardiziranih rezidualih in identificirane osamelce izločili z uporabo nepravih spremenljivk (angl. »pulse dummy«).

⁶³ Pena obravnava tudi tip »LS« (angl. »level shift«; sprememba nivoja) ter tip »TC« (angl. »transitory change«), kjer za razliko od »LS« sprememba nivoja ni trajna (Pena, 2001, str. 143-147).

⁶⁴ Obseg vpliva je odvisen od reda ARMA procesa.

⁶⁵ Vsota parametrov (brez konstante) je večja od 1.

Tak pristop je seveda ad hoc ter arbitraren in lahko povzroči več škode kot koristi. Med drugim tudi zato, ker odstranitev z nepravimi spremenljivkami predpostavlja osamelce tipa »AO«⁶⁶.

Pena navaja kompleksne iterativne postopke na osnovi ostankov modela, kjer pa je glavna težava predpostavka znanih koeficientov ARIMA modela oziroma dodatno zapletanje postopka, če ta predpostavka ni izpolnjena (Pena, 2001, str. 148-152).

5.3 METODA IN NJENE OMEJITVE

Box-Jenkins ARIMA pristop k modeliranju časovnih vrst je sestavljen iz treh temeljnih faz (Rogelj, 2001, str. 70; Pindyck, Rubinfeld, 1998, str. 541-542; Tiao, 2001, str. 63-65):

1. IDENTIFIKACIJA: po zagotovitvi stacionarnosti s pomočjo ocenjenih (parcialnih) avtokorelacijskih funkcij ugotavljamo možen red ARMA procesa
2. OCENITEV MODELA: ocenimo model z identificiranimi členi
3. PREVERITEV USTREZNOSTI: preverjamo ali ostanki ocenjenega modela ustrezajo predpostavkam, t.j. ali ustrezajo značilnostim, ki jih ima t.i. »beli šum«. Ustrezen model lahko uporabimo za napovedovanje, sicer se vrnemo na prvo fazo.

Poleg morebitnih težav s stacionarnostjo je identifikacija modela verjetno najtežavnejši del postopka, še posebno pri modelih, ki vsebujejo tako »AR« kot »MA« elemente. ARIMA modeli, ki jih uvrščamo med linearne modele, so namenjeni kratkoročnemu napovedovanju. Pindyck in Rubinfeld svetujeta napovedovanje kvečjemu $(p+q)$ prihodnjih vrednosti, kjer sta »p« in »q« red »AR« in »MA« členov (Pindyck, Rubinfeld, 1998, str. 524 in 572).

Uporaba tega pristopa za napovedovanje cen električne energije je vprašljiva predvsem zaradi težav glede stacionarnosti in nezmožnosti zajetja nekaterih značilnosti gibanja cen električne energije – predvsem skokov. Bystrom denimo uporablja AR(1) model le kot filter za nadaljnjo analizo ekstremnih vrednosti (Bystrom, 2001).

5.4 MODEL

Izhajamo iz serije » w_t «, ki je bila predstavljena v točki 5.2.2.1 na strani 29. To serijo smo dobili z diferenciranjem osnovne časovne vrste logaritmov cen enkrat na odlogu 1 in enkrat na »periodičnem« odlogu 7.

V fazi identifikacije si pomagamo z ocenjeno avtokorelacijsko in parcialno avtokorelacijsko funkcijo (glej prilogo, str. P-8). Korelogram nakazuje model z le enim členom – (S)MA(7)⁶⁷.

⁶⁶ To izhaja iz ugotovitev vpliva posameznega tipa osamelca na ostanke modela in serijo samo.

⁶⁷ Prisotnost »MA« člena (angl. »moving average«; členi drseče sredine) se v SACF in SPACF kaže kot neničelna vrednost v SACF in postopno upadanje SPACF. Dejanska oblika je odvisna od reda člena, njegovega predznaka in prisotnosti drugih členov. Postopek identifikacije je nedvomno arbitraren (Enders, 1995, str. 78-86; Pindyck, Rubinfeld, 1998, str. 522-538; Tiao, 2001, str. 68-85). V tem primeru gre za »sezonski« MA (SMA) člen, tako da ima model v zapisu ARIMA(p,d,q)(P,D,Q) obliko ARIMA(0,1,0)(0,1,1)₇. Več o tem glej: Abraham, Ledolter, 1983, str. 281-293; O'Donovan, 1983, str. 182-190; Rogelj, 2001, str. 66-69.

TABELA 7: PROGRAMSKI IZPIS OCENE MODELA

Dependent Variable: DLOG(CENA,1,7)				
Sample(adjusted): 6/09/1993 6/01/2000				
Included observations: 2550 after adjusting endpoints				
Convergence achieved after 10 iterations				
Backcast: 6/02/1993 6/08/1993				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
MA(7)	-0.875142	0.009329	-93.80820	0.0000
R-squared	0.392439	Mean dependent var		-0.000222
Adjusted R-squared	0.392439	S.D. dependent var		0.112239
S.E. of regression	0.087486	Akaike info criterion		-2.034287
Sum squared resid	19.50947	Schwarz criterion		-2.031996
Log likelihood	2594.716	Durbin-Watson stat		2.061176

Vir: Lastni izračuni.

Na podlagi grafa ostankov modela (glej prilogo, str. P-9) se zdi smiselno preveriti prisotnost »ARCH« efekta. Tako korelogram kvadriranih ostankov kot ARCH-LM test to potrdira⁶⁸. Sodeč po korelogramu, se zdi najprimernejša ARCH(1) specifikacija⁶⁹. Če jo vključimo v model dobimo:

TABELA 8: VKLJUČITEV ARCH(1) V MODEL

Dependent Variable: DLOG(CENA,1,7)				
Method: ML - ARCH				
Sample(adjusted): 6/09/1993 6/01/2000				
Included observations: 2550 after adjusting endpoints				
Convergence achieved after 26 iterations				
Backcast: 6/02/1993 6/08/1993				
	Coefficient	Std. Error	z-Statistic	Prob.
MA(7)	-0.869380	0.004184	-207.7779	0.0000
Variance Equation				
C	0.003863	5.19E-05	74.45330	0.0000
ARCH(1)	0.673099	0.036255	18.56583	0.0000
R-squared	0.392394	Mean dependent var		-0.000222
Adjusted R-squared	0.391917	S.D. dependent var		0.112239
S.E. of regression	0.087523	Akaike info criterion		-2.299621
Sum squared resid	19.51092	Schwarz criterion		-2.292746
Log likelihood	2935.017	F-statistic		822.4315
Durbin-Watson stat	2.062276	Prob(F-statistic)		0.000000

Vir: Lastni izračuni.

Preveritev drugih možnih ARCH specifikacij pokaže, da je v model morda smiselno vključiti člene višjega reda. Če poskušamo vključiti GARCH(1,1), katerega namen je prav v poenostavitvi ARCH modelov višjega reda, suma parametrov presega 1. To implicira nestacionarnost pogojne variance. Tak model je seveda neuporaben.

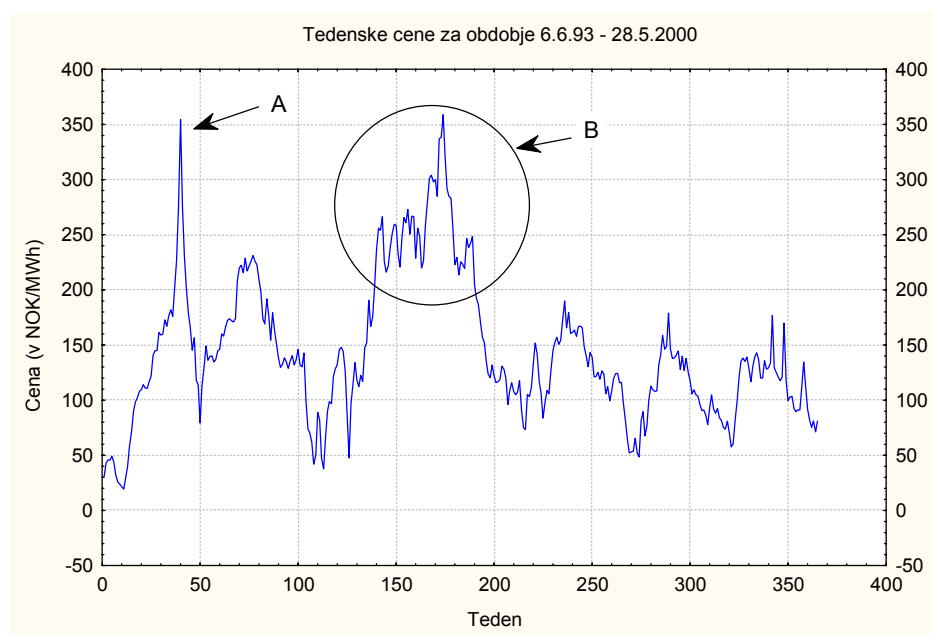
⁶⁸ O testiranju prisotnosti »ARCH« glej: Enders, 1995, str. 146-149.

⁶⁹ SACF (najvišja vrednost pri odlogu 1, nato pada); PACF (le vrednost pri odlogu 1 bistveno odstopa).

Možna sta predvsem dva vzroka: vpliv osamelcev (glej točko 5.2.4, str. 32) in/ali napaka v postavitvi enačbe⁷⁰ povprečja. Glede osamelcev je sumljiva predvsem »špica« v korelogramu kvadriranih ostankov na odlogu 42. Druge preverjene enačbe povprečja, tako glede redov diferenciranja kot tudi AR/MA členov, ne dajo boljših rezultatov. Modeli, ki izhajajo iz osnovne, nediferencirane serije, so vprašljivi glede stacionarnosti, čeprav je res, da se v nekaterih študijah pojavljajo enačbe z AR koeficienti nad 0.95 (Lucia, Schwartz, 2000; Wolak, 1997). Tudi pri uporabi desezioniranih podatkov ni napredka, potrebno pa je opozoriti, da je »desezioniranost« le pogojna⁷¹.

V zvezi s periodo moramo upoštevati tedenski in letni (sezona) nivo. Zato agregiramo podatke in uporabimo tedenske cene, vendar analiza le potrди že prej prisotne težave. Proučevanje sezone s kvartalnimi nepravimi spremenljivkami pokaže, da tak pristop kljub težavam vsaj približno zajame sezonsko gibanje cen (glej prilogo, str. P-11). Ostane pa še problem osamelcev. Vprašanje je kako izločiti njihov vpliv. Ali lahko denimo obdobje »A« na Sliki 9 smatramo za osamelec tipa »AO«, obdobje »B« pa za osamelec tipa »TC⁷²«, kot ga definira Pena (Pena, 2001, str. 146)? Tudi uspešna izločitev vpliva osamelcev ne zagotavlja, da je mogoče sestaviti ustrezen ARMA model.

SLIKA 9: TEDENSKE CENE



Vir: Lastni izračuni.

⁷⁰ Pregled korelograma ostankov nakazuje na možnost prisotnosti preostale sistematične povezave (glej prilogo, str. P-10). Uporaba (G)ARCH-a predvideva pravilno specifikacijo enačbe povprečja.

⁷¹ Desezioniranje z uporabo nepravih spremenljivk je lahko sporno, saj predpostavljamo deterministično sezono.

⁷² »Transitory change« - začasna sprememba nivoja procesa.

5.5 NAPOVEDI CEN

Model: $(1-L^1) \cdot (1-L^7) \cdot z_t = w_t = e_t - 0,875142 \cdot e_{t-7}$ (glej Tabelo 7, str. 34)

Napovedi cen so navedene le ilustrativno, saj je po analizi ostankov jasno, da je model neustrezen.

TABELA 9: NAPOVEDI CEN NA PODLAGI MODELA (v NOK/MWH)

Dan	Cena	Napoved (1)	Napoved (2)	Napaka v % (1)	Napaka v % (2)
2.6.2000	77.61	66.39	66.39	-14.45	-14.45
3.6.2000	66.50	55.38	64.73	-16.73	-2.66
4.6.2000	66.44	52.83	63.44	-20.48	-4.51
5.6.2000	87.33	64.82	81.52	-25.77	-6.65
6.6.2000	99.34	68.30	92.01	-31.25	-7.38
7.6.2000	100.96	67.51	98.20	-33.13	-2.74
8.6.2000	97.88	65.89	98.53	-32.68	0.67
Povprečna absolutna napaka v % (MAPE)				24.93	5.58

Opombe: »Napoved 1« je t.i. »k-step-ahead« oziroma dinamična napoved, »Napoved 2« pa je »napoved za dan naprej« (angl. »day-ahead forecast«). Pri slednji se upoštevajo dejanske cene do vključno dneva pred napovedjo.

Vir: Lastni izračuni.

$$\text{napaka v \%} = \left(\frac{\hat{y}_t - y_t}{y_t} \right) \cdot 100$$

$$\text{MAPE} = \left(\frac{1}{T} \cdot \sum_{t=1}^T \left| \frac{\hat{y}_t - y_t}{y_t} \right| \right) \cdot 100; T = \text{št. obdobj} = 7; \hat{y}_t = \text{napoved}; y_t = \text{dejanska cena}$$

Napovedi so zaradi napak v modelu neuporabne, zato se zastavlja vprašanje, kako postopati naprej. Na podlagi doslej ugotovljenega se zdi prvi smiselni korak identifikacija in izločanje osamelcev. Poleg tega bi bilo koristno preveriti druge pristope, predvsem glede periodične komponente in transformacij oziroma filtriranja⁷³ podatkov. V kontekstu ARIMA analize je možno iskati tudi modele višjih redov, da bi tako odpravili avtokorelacijo v ostankih. Contreras et al. (2002) na primeru Španije in Kalifornije ocenjujejo model s členi do reda 504 (na urnih podatkih). Pri takem pristopu je vprašljiva predvsem stabilnost modela (Enders, 1995, str. 95 in 98-99). Res pa je tudi, da so pri urnih ali dnevnih podatkih členi višjih redov včasih nujna.

Uporaba podatkov o povpraševanju, količini vode v jezovih, temperature in drugih relevantnih spremenljivk nam načeloma olajša napovedovanje cen. Vendar pa multivariatna analiza prinaša nove težave, recimo vprašanje medsebojnega vpliva spremenljivk in njihove (ne)stacionarnosti. Vendar pa so tudi v okviru univariatne analize možni drugi pristopi. Predpostavi se lahko denimo, da ima proces »več povprečij«, »normalno stanje« in

⁷³ Filtre omenjajo, sicer v kontekstu analize stacionarnosti, Arranz et al. (2000).

»nenormalno stanje«. Slednje velja, ko krivulja povpraševanja seka krivuljo ponudbe na njenem strmo rastočem delu. Tak pristop (angl. »mean-switching model«) sta uporabila Ethier in Mount (1998). Glavna težava je v določanju verjetnosti prehoda med stanji. »Osamelci« se v kontekstu take analize kažejo v povsem drugi luči. Nenazadnje pa je možna tudi uporaba nelinearnih modelov. Stevenson tako na podatkih avstralskega trga uporablja TAR model (angl. »threshold autoregressive«) (Stevenson, 2002).

6 SKLEP

Reforme elektroenergetskih sistemov so prinesle številne novosti, med katerimi je verjetno najpomembnejša ustanovitev trgov z električno energijo. Nord Pool zaradi relativne starosti in mednarodnega značaja med njimi zavzema pomembno mesto.

Svoboda trgovanja že sama po sebi povzroča večjo negotovost glede cen v prihodnosti, pojav monopolne moči ter tehnične zahteve in značilnosti elektro sistemov pa jo le ojačajo. Nuja usklajevanja ponudbe in povpraševanja v vsakem trenutku in nezmožnost skladiščenja električne energije pomenita, da se bodo ob racionalnem obnašanju subjektov pojavljali ekstremi cen – predvsem velika zvišanja. Podjetja, ki sodelujejo v dejavnosti, so tako izpostavljeni velikim tveganjem, saj ima napačna odločitev neizprosne finančne posledice. Poleg terminskih trgov so napovedi cen edino orodje, ki v praksi lahko ta tveganja omili.

Splošne značilnosti gibanja cen, predvsem izrazita periodičnost na različnih nivojih, nakazujejo na možnost napovedovanja vsaj v določenih okvirih. V ta namen obstaja vrsta pristopov, ki jih lahko razvrstimo v dve glavni skupini: »strukturni modeli«, ki eksplicitno izhajajo iz značilnosti elektro sistema ter postopka oblikovanja cene in »statistični modeli«, ki »gole« podatke intuitivno dopolnjujejo s strukturnimi elementi. Med slednje spada tudi univariatna ARIMA analiza, ki zaradi svoje prilagodljivosti in relativne preprostosti lahko služi vsaj kot baza primerjave za druge pristope.

Analiza dnevnih cen promptnega »Elsport Nord Pool« trga za obdobje od 4.5.1992 do 6.3.2002 je potrdila, da splošne značilnosti gibanja cen veljajo tudi za trg Nord Pool. Prisotni so ekstremni, predvsem pozitivni, skoki, cene so v povprečju nižje v poletnih mesecih in ob nedelovnih dneh. Variabilnost cen je visoka in nekonstanta. Z izbranim pristopom nam ni uspelo izpeljati metodološko ustreznega modela za napovedovanje cen električne energije, kar pa ne pomeni, da to ni mogoče. Vseeno so bili izpostavljeni nekateri problemi, ki otežujejo modeliranje – predvsem ekstremni skoki in nekonstantna variabilnost. S primernimi orodji dopolnjena analiza bi morda omogočila postavitev ustreznega modela, vendar za to ni zagotovila.

7 LITERATURA

- [1] Abraham Bovas, Ledolter Johannes: *Statistical Methods for Forecasting*. New York : John Wiley & Sons, 1983. 445 str.
- [2] Amundsen Eirik S.: *Competition and Prices on the Emerging Nordic Electricity Market*, 1998. 11 str. [URL: <http://swopec.hhs.se/hastef/papers/hastef0217.pdf.zip>], 1.7.2002.
- [3] Angelus Alexandar: *Electricity Price Forecasting in Deregulated Markets*. Electricity Journal, New York, 14(2001), 3, str. 32-41.
- [4] Appeltofft Joakim, Svenson Märten: *Volatility Estimates of Electric Power Futures*. Master Thesis. Lund : School of Economics and Management - Lund University, 2000. 69 str.
[URL: <http://home.bip.net/appeltofft/pdf/magister.PDF>], 15.7.2002.
- [5] Arranz Miguel A. et al.: *Effects of Applying Linear and Nonlinear Filters on Tests for Unit Roots with Additive Outliers*, 2000. 34 str.
[URL: <http://halweb.uc3m.es/esp/Personal/personas/fmarmol/articulos/Filters.pdf>], 11.7.2002.
- [6] Baker Malcolm P. et al.: *Alternative Models of Uncertain Commodity Prices for Use with Modern Asset Pricing Methods*. Energy Journal, 19(1998), 1, str. 115-148.
- [7] Barnett Vic, Lewis Toby: *Outliers in Statistical Data*. 3rd Edition. Chichester : John Wiley & Sons, 1994. 584 str.
- [8] Borenstein Severin, Bushnell James: *Electricity Restructuring - Deregulation or Reregulation*, 2000. 18 str. [URL: <http://paleale.eecs.berkeley.edu/upei/PDF/pwp074.pdf>], 14.6.2002.
- [9] Borenstein Severin: *The Trouble With Electricity Markets and California's Electricity Restructuring Disaster*, 2001. 29 str.
[URL: <http://paleale.eecs.berkeley.edu/upei/PDF/pwp081r1.pdf>], 14.6.2002.
- [10] Borenstein Severin: *Understanding Competitive Pricing and Market Power in Wholesale Electricity Markets*. Electricity Journal, New York, 13(2000), 6, str. 49-57.
- [11] Boswijk H. Peter: *Testing for a Unit Root with Near-Integrated Volatility*, 2000. 11 str.
[URL: <http://fmwww.bc.edu/RePEc/es2000/1101.pdf>], 15.7.2002.

- [12] Bunn Derek W.: *Forecasting Loads and Prices in Competitive Power Markets*. Proceedings of the IEEE, Piscataway, 88(2000), 2, str. 163-169.
- [13] Bystrom Hans: *Extreme Value Theory and Extremely Large Electricity Price Changes*, 2001. 22 str. [URL: http://www.nek.lu.se/publications/workpap/Papers/WP01_19.pdf], 29.7.2002.
- [14] Contreras Javier et al.: *ARIMA Models to Predict Next-Day Electricity Prices*, 2002. 8 str. [URL: <http://www.ieee.org/organizations/society/power/subpages/folder/0902.pdf>], 2.8.2002.
- [15] Deb Rajat et al.: *How to Incorporate Volatility and Risk in Electricity Price Forecasting*. Electricity Journal, New York, 3(2000), 4, str. 65-75.
- [16] Deng Shijie: *Stochastic Models of Energy Commodity Prices and Their Applications*, 2000. 42 str. [URL: <http://paleale.eecs.berkeley.edu/ucei/PDF/pwp073.pdf>], 15.6.2002.
- [17] Enders Walter: *Applied Econometric Time Series*. New York : John Wiley & Sons, 1995. 433 str.
- [18] Escribano Alvaro et al.: *Modelling electricity prices*, 2001. 49 str. [URL: <http://www.fcym.com/IWorkshop%20110601/villaplana.pdf>], 18.6.2002.
- [19] Espinola Rosario et al.: *Day-Ahead Electricity Price Forecasting based on Time Series Models - A Comparison*, 2002. 8 str. [URL: <http://www.uclm.es/area/gsee/JavierN/papers/01007902.pdf>], 24.7.2002.
- [20] Ethier Robert, Mount Timothy: *Estimating the Volatility of Spot Prices in Restructured Electricity Markets and the Implications for Option Values*, 1998. 45 str. [URL: http://www.pserc.wisc.edu/ecow/get/publicatio/1998public/pserc_31.pdf], 26.7.2002.
- [21] Gjolberg Ole, Johnsen Thore: *Electricity Futures - Inventories and Price Relationships at Nord Pool*, 2001. 25 str. [URL: <http://www.nhh.no/for/courses/spring/fin422/elpdf.pdf>], 4.7.2002.
- [22] Glachant Jean-Michael, Staropoli Carine: *Comparing Institutions - The Creation of a Wholesale Market for Electricity*, 1999. 34 str. [URL: <http://www.isnie.org/ISNIE99/Papers/staropoli.PDF>], 12.7.2002.
- [23] Gomez Victor, Maravall Agustin: *Automatic Modeling Methods for univariate Series*. Pena Daniel et al., ed., A Course in Time Series Analysis. New York : John Wiley & Sons, 2001, str. 171-201.

- [24] Gujarati Damodar N.: *Basic Econometrics*. 3rd Edition. New York : McGraw-Hill, 1995. 838 str.
- [25] Hayashi Fumio: *Econometrics*. Princeton : Princeton University Press, 2000. 683 str.
- [26] Hjalmarsson Erik: *Nord Pool - A Power Market Without Market Power*, 2000. 39 str.
[URL: <http://swopec.hhs.se/gunwpe/papers/gunwpe0028.pdf>], 28.6.2002.
- [27] Hlouskova Jaroslava et al.: *Short-Term Forecasting Electricity Spot Prices*, 2001. 41 str. [URL: http://www.oscogen.ethz.ch/reports/oscogen_dp4_100502.pdf], 10.5.2002.
- [28] Johnsen Tor Arnt et al.: *Zonal Pricing and Demand-Side Bidding in the Norwegian Electricity Market*, 1999. 56 str.
[URL: <http://paleale.eecs.berkeley.edu/ucei/PDF/pwp063.pdf>], 14.6.2002.
- [29] Joy Corwin: *Pricing, Modeling and Managing Physical Power Derivatives*. Houston : Positron Energy Consulting, 1998. 17 str.
- [30] Knittel Christopher R., Roberts Michael R.: *An Empirical Examination of Deregulated Electricity Prices*, 2001. 41 str.
[URL: <http://paleale.eecs.berkeley.edu/ucei/PDF/pwp087.pdf>], 14.6.2002.
- [31] London Economics: *Overview of Nord Pool*, 1997. 10 str.
[URL: <http://faculty-gsb.stanford.edu/wilson/E542/classfiles/nordpool.pdf>], 22.6.2002.
- [32] Lucia Julio J., Schwartz Eduardo S.: *Electricity prices and power derivatives*, 2000. 38 str. [URL: <http://www.fcym.com/Pdf/El1.pdf>], 26.6.2002.
- [33] Morrison Micheal, Patel Ilesh: *Wholesale trading arrangements*, 2000. 11 str.
[URL: http://www.caminus.com/news/pdf/electricity_trading.pdf], 17.5.2000.
- [34] Nogales Francisco J.: *Forecasting Next-Day Electricity Prices by Time Series Models*. IEEE Transactions on Power Systems, Piscataway, 17(2002), 2, str. 342-348.
- [35] O'Donovan Thomas M.: *Short Term Forecasting*. Chichester : John Wiley & Sons, 1983. 282 str.
- [36] Pena Daniel: *Outliers, Influential Observations and Missing Data*. Pena Daniel et al., ed., A Course in Time Series Analysis. New York : John Wiley & Sons, 2001, str. 136-170.
- [37] Philipson Lorrin, Willis H. Lee: *Understanding Electric Utilities and De-Regulation*. New York : Marcel Dekker, 1999. 370 str.

- [38] Pindyck Robert S., Rubinfeld Daniel L.: *Econometric Models and Economic Forecasts*. 4th Edition. Boston : McGraw-Hill, 1998. 634 str.
- [39] Pineau Pierre-Olivier, Härmäläinen Raimo P.: What are the grounds for electricity market deregulation, 1999. 25 str. [URL: <http://www.hut.fi/Units/SAL/Teaching/Mat-2.142/elmarket/Saariselka/Grounds.pdf>], 28.6.2002.
- [40] Rogelj Roman: *Analiza sezonske komponente v ekonomskih časovnih vrstah*. Magistrsko delo. Ljubljana : Ekonomska Fakulteta, 2001. 127 str., 7 tbl.
- [41] Skantze Petter L. et al.: *Stochastic Modeling of Electric Power Prices in a Multi-market Environment*, 2000. 6 str. [URL: <http://lfee.mit.edu/publications/PDF/el00-004.pdf>], 12.6.2002.
- [42] Skantze Petter L., Ilic Marija D.: *Valuation, Hedging and Speculation in Competitive Electricity Markets*. Boston : Kluwer Academic Publishers, 2001. 214 str.
- [43] Stevenson Max: *Filtering and Forecasting Spot Electricity Prices in The Increasingly Deregulated Australian Electricity Market*, 2002. 30 str. [URL: <http://www-snde.rutgers.edu/SNDE/society/wp/stevenson.pdf>], 29.7.2002.
- [44] Tiao George C.: *Univariate Autoregressive Moving-Average Models*. Pena Daniel et al., ed., *A Course in Time Series Analysis*. New York : John Wiley & Sons, 2001, str. 53-85.
- [45] Tsay Ruey S.: *Heteroskedastic Models*. Pena Daniel et al., ed., *A Course in Time Series Analysis*. New York : John Wiley & Sons, 2001, str. 249-266.
- [46] Vucetic Slobodan et al.: *Discovering Price-Load Relationships in California's Electricity Market*. IEEE Transactions on Power Systems, Piscataway, 16(2001), 2, str. 280-286.
- [47] Wolak Frank A.: *Market Design and Price Behavior in Restructured Electricity Markets - An International Comparison*, 1997. 64 str. [URL: <http://paleale.eecs.berkeley.edu/upei/PDF/pwp051.pdf>], 14.6.2002.

8 VIRI

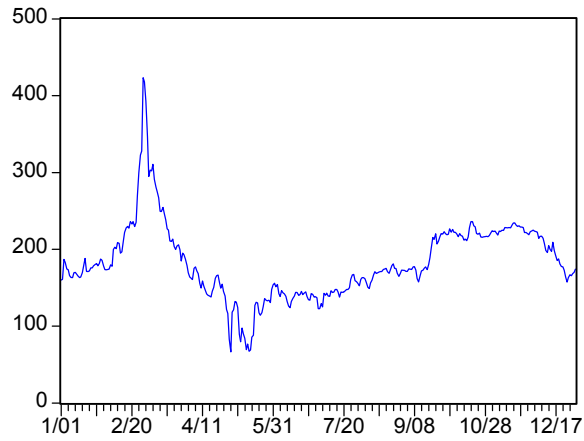
- [1] EURELECTRIC: *Business Trends in the European power industry - consequences of liberalisation*, 2001. 18 str.
[URL:<http://portal.eurelectric.org/2/EHJPFDDABKLLJPGNNPLNAGHMWG7W9DAD9YEY23W71KM/docs/DLS/1998-030-1625-1.pdf>], 28.6.2002.
- [2] EURELECTRIC: *Emerging European Electricity Markets*, 1998. 38 str.
[URL:<http://portal.eurelectric.org/2/EHJPFDDABKLLJPGNNPLNAGHMWG7W9DAD9YEY23W71KM/docs/DLS/1998-030-1625-1.pdf>], 28.6.2002.
- [3] *Eviews 3 User's Guide*. Irvine : Quantitative Micro Software, 1997. 656 str.
- [4] Košmelj Blaženka et al.: *Statistični terminološki slovar*. Razširjena izdaja. Ljubljana : Statistično društvo Slovenije, 2001. 403 str.
- [5] *Nord Pool FTP Strežnik* [URL: <ftp://ftp.nordpool.no/>], 23.6.2002.
- [6] Nord Pool: *Clearing Services Offered by NECH*. Oslo : Nord Pool ASA, 2002a. 14 str.
[URL: <http://194.19.110.70/information/reports/Clearing%20report.pdf>], 15.4.2002.
- [7] Nord Pool: *Derivatives Trade at Nord Pool's Financial Market*. Oslo : Nord Pool ASA, 2002b. 19 str.
[URL: <http://194.19.110.70/information/reports/Report%20Financial%20Market.pdf>], 15.4.2002.
- [8] Nord Pool: *The Nordic Power Market*. Oslo : Nord Pool ASA, 2002c. 26 str.
[URL: <http://194.19.110.70/information/reports/Report-Nordic%20Market.pdf>], 15.4.2002.
- [9] Nord Pool: *The Nordic Spot Market*. Oslo : Nord Pool ASA, 2002d. 33 str.
[URL: <http://194.19.110.70/information/reports/Report%20Spot%20Market.pdf>], 15.4.2002.
- [10] *Nordel Statistikk 2000*.
[URL: <http://www.nordel.org/Content/Default.asp?PageID=157>], 12.6.2002.
- [11] Nordel: *Nordic Grid Master Plan 2002*, 2002, 67 str.
[URL: <http://www.nordel.org/Content/Default.asp?PageID=129>], 12.6.2002.
- [12] Svenska Kraftnät: *The Swedish Electricity Market and the Role of Svenska Kraftnat*, 2001. 12 str. [URL: http://www.svk.se/english/docs/electricity_market/nedladdning/ElmarknE_utg2001.pdf], 17.6.2002.
- [13] Swedish National Energy Administration: *Electricity market 2001*, 2001. 40 str. [URL: [http://www.stem.se/web/biblshop_eng.nsf/FilAtkomst/ELMARK01eng1_14MBl.pdf/\\$FILE/ELMARK01eng1_14MBl.pdf?OpenElement](http://www.stem.se/web/biblshop_eng.nsf/FilAtkomst/ELMARK01eng1_14MBl.pdf/$FILE/ELMARK01eng1_14MBl.pdf?OpenElement)], 2.7.2002.

PRILOGA

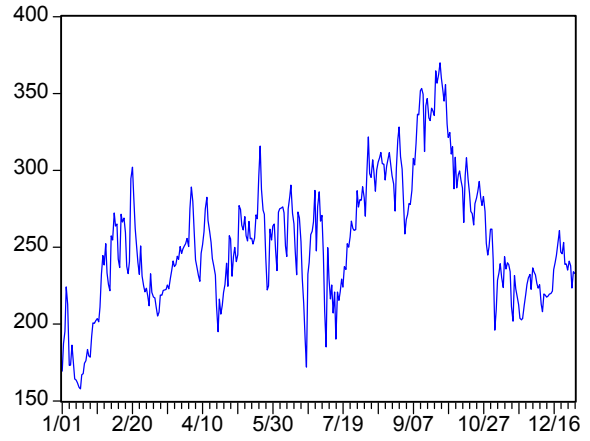
1 GIBANJE CEN PO LETIH

Pri vseh grafih je na abscisi čas, na ordinati pa cena v NOK/MWh.
(Vir: Nord Pool FTP strežnik)

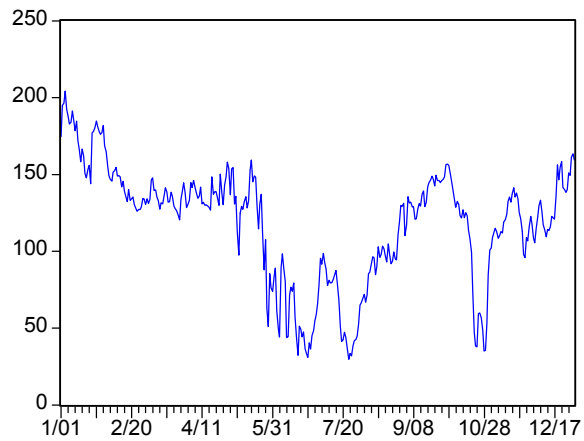
1994



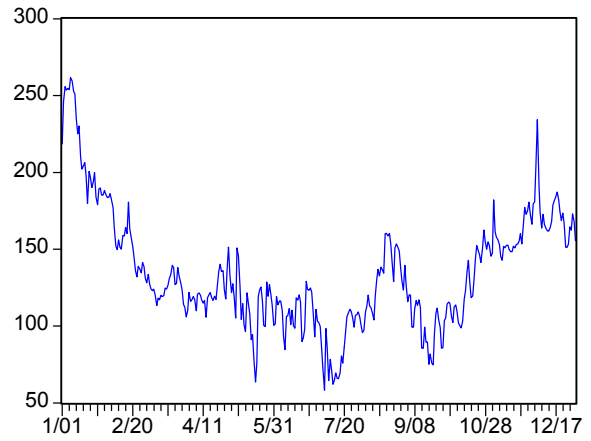
1996



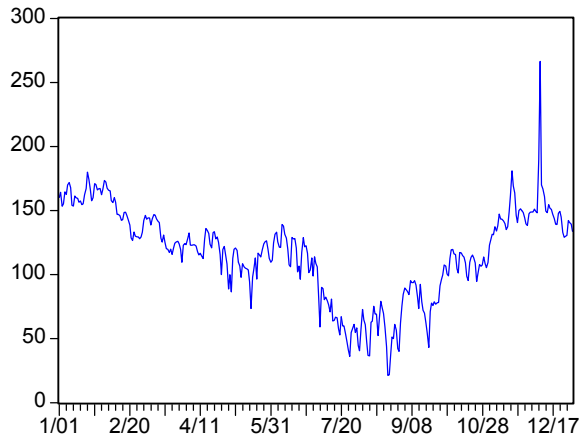
1995



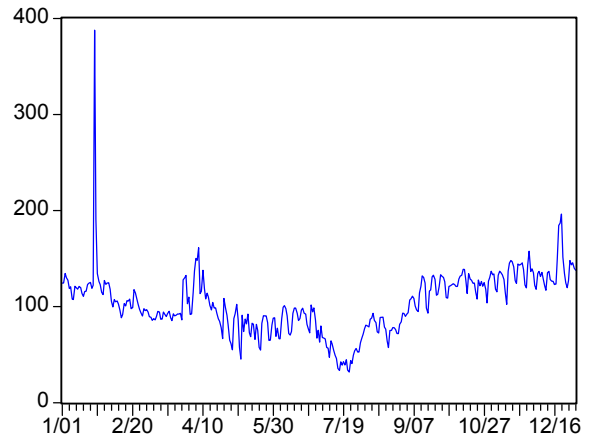
1997



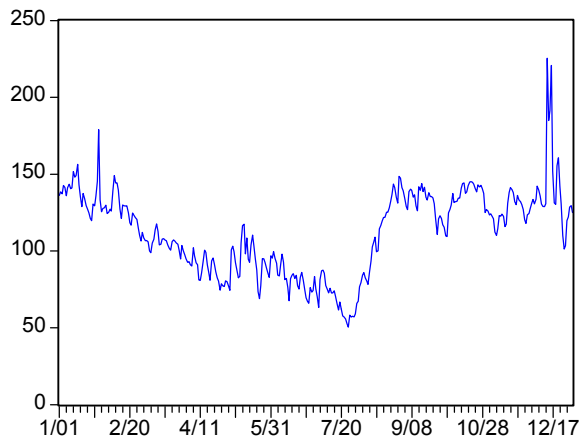
1998



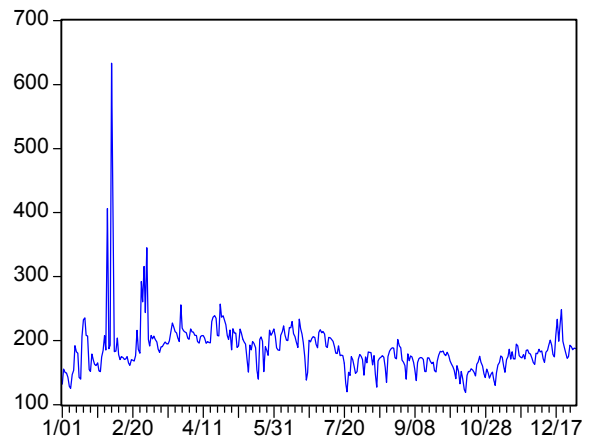
2000



1999



2001



2 ANALIZA SEZONE IN VPLIV NEDELOVNIH DNI

TABELA P-1: ANALIZA SEZONE

Dependent Variable: CENA
 Method: Least Squares
 Sample: 6/01/1993 6/01/2000
 Included observations: 2558

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	138.7074	4.254655	32.60133	0.0000
D1	30.85002	5.968269	5.169007	0.0000
D2	26.93147	6.107477	4.409590	0.0000
D3	14.27746	5.968269	2.392228	0.0168
D5	-12.58517	5.968269	-2.108680	0.0351
D6	-23.91851	6.009857	-3.979880	0.0001
D7	-37.32796	5.968269	-6.254403	0.0000
D8	-12.17469	5.968269	-2.039902	0.0415
D9	11.62236	6.016991	1.931590	0.0535
D10	17.18868	5.968269	2.880011	0.0040
D11	21.47281	6.016991	3.568696	0.0004
D12	29.33492	5.968269	4.915148	0.0000
R-squared	0.109259	Mean dependent var	144.0439	
Adjusted R-squared	0.105411	S.D. dependent var	65.18718	
S.E. of regression	61.65581	Akaike info criterion	11.08569	
Sum squared resid	9678462.	Schwarz criterion	11.11312	
Log likelihood	-14166.60	F-statistic	28.39052	
Durbin-Watson stat	0.043601	Prob(F-statistic)	0.000000	

Vir: Lastni izračuni.

TABELA P-2: ANALIZA VPLIVA NEDELOVNIH DNI

Dependent Variable: CENA
 Method: Least Squares
 Sample: 6/01/1993 6/01/2000
 Included observations: 2558

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	146.9627	1.521128	96.61428	0.0000
DW	-10.22759	2.847440	-3.591855	0.0003
R-squared	0.005022	Mean dependent var	144.0439	
Adjusted R-squared	0.004633	S.D. dependent var	65.18718	
S.E. of regression	65.03600	Akaike info criterion	11.18854	
Sum squared resid	10811066	Schwarz criterion	11.19311	
Log likelihood	-14308.14	F-statistic	12.90142	
Durbin-Watson stat	0.031786	Prob(F-statistic)	0.000335	

Vir: Lastni izračuni.

3 KORELOGRAM za ČASOVNO VRSTO »CENA«

»AC« so ocenjene vrednosti avtokorelacijske funkcije.

»PAC« so ocenjene vrednosti parcialne avtokorelacijske funkcije.

»Q-Stat« in »Prob« sta testna vrednost in točna stopnja značilnosti testa, ki preverja domnevo, da so vsi avtokorelacijski koeficienti do določenega odloga enaki nič.

TABELA P-3: KORELOGRAM ZA ČASOVNO VRSTO »CENA«

Sample: 6/01/1993 6/01/2000							
Included observations: 2558							
Autocorrelation	Partial Correlation		AC	PAC	Q-Stat	Prob	
*****	*****		1	0.980	0.980	2461.4	0.000
*****	*		2	0.965	0.093	4845.7	0.000
*****	*		3	0.954	0.134	7178.9	0.000
*****			4	0.945	0.056	9467.4	0.000
*****	*		5	0.938	0.093	11724.	0.000
*****	*		6	0.934	0.118	13964.	0.000
*****	*		7	0.932	0.075	16193.	0.000
*****	**		8	0.920	-0.197	18365.	0.000
*****			9	0.909	-0.006	20487.	0.000
*****			10	0.901	0.042	22573.	0.000
*****			11	0.895	0.049	24631.	0.000
*****			12	0.890	0.032	26667.	0.000
*****	*		13	0.888	0.079	28695.	0.000
*****			14	0.886	0.035	30715.	0.000
*****	*		15	0.875	-0.157	32685.	0.000
*****			16	0.864	-0.034	34608.	0.000
*****			17	0.856	0.027	36497.	0.000
*****			18	0.850	0.021	38358.	0.000
*****			19	0.845	0.025	40199.	0.000
*****			20	0.843	0.053	42031.	0.000
*****			21	0.841	0.037	43857.	0.000
*****	*		22	0.831	-0.118	45638.	0.000
*****			23	0.821	0.005	47380.	0.000
*****			24	0.814	0.009	49093.	0.000
*****			25	0.809	0.028	50784.	0.000
*****			26	0.804	0.007	52457.	0.000
*****			27	0.803	0.042	54124.	0.000
*****			28	0.801	0.029	55785.	0.000
*****	*		29	0.791	-0.099	57407.	0.000
*****			30	0.781	-0.038	58987.	0.000
*****			31	0.774	0.020	60540.	0.000
*****			32	0.768	0.018	62071.	0.000
*****			33	0.764	0.022	63585.	0.000
*****			34	0.763	0.051	65097.	0.000
*****			35	0.762	0.006	66603.	0.000
*****	*		36	0.752	-0.083	68073.	0.000

Vir: Lastni izračuni.

4 PROGRAMSKI IZPIS ZA ADF TEST

Testna enačba: $\Delta \ln Y_t = a_0 + \gamma \ln Y_{t-1} + \sum_{i=1}^k \delta_i \Delta \ln Y_{t-i} + \varepsilon_t$; k=26

Domnevi: $H_0: \gamma = 0$ in $H_1: \gamma < 0$

ADF Test Statistic	-3.112184	1% Critical Value*	-3.4360
		5% Critical Value	-2.8632
		10% Critical Value	-2.5677

*MacKinnon critical values for rejection of hypothesis of a unit root.

Augmented Dickey-Fuller Test Equation

Dependent Variable: D(LOGCENA)

Method: Least Squares

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
LOGCENA(-1)	-0.011613	0.003732	-3.112184	0.0019
D(LOGCENA(-1))	-0.059728	0.020103	-2.971123	0.0030
D(LOGCENA(-2))	-0.097723	0.020132	-4.854163	0.0000
D(LOGCENA(-3))	-0.069021	0.020217	-3.414003	0.0007
D(LOGCENA(-4))	-0.086731	0.020240	-4.285184	0.0000
D(LOGCENA(-5))	-0.075643	0.020267	-3.732397	0.0002
D(LOGCENA(-6))	0.002703	0.020205	0.133767	0.8936
D(LOGCENA(-7))	0.198594	0.020171	9.845499	0.0000
D(LOGCENA(-8))	0.015519	0.020531	0.755864	0.4498
D(LOGCENA(-9))	-0.071412	0.020493	-3.484762	0.0005
D(LOGCENA(-10))	-0.060505	0.020536	-2.946255	0.0032
D(LOGCENA(-11))	-0.028180	0.020581	-1.369257	0.1710
D(LOGCENA(-12))	-0.076735	0.020575	-3.729461	0.0002
D(LOGCENA(-13))	-0.040254	0.020544	-1.959451	0.0502
D(LOGCENA(-14))	0.103040	0.020520	5.021355	0.0000
D(LOGCENA(-15))	-0.019847	0.020573	-0.964719	0.3348
D(LOGCENA(-16))	-0.012212	0.020588	-0.593151	0.5531
D(LOGCENA(-17))	-0.025810	0.020536	-1.256807	0.2089
D(LOGCENA(-18))	-0.052535	0.020491	-2.563786	0.0104
D(LOGCENA(-19))	-0.044081	0.020495	-2.150863	0.0316
D(LOGCENA(-20))	-0.027608	0.020124	-1.371897	0.1702
D(LOGCENA(-21))	0.119024	0.020110	5.918560	0.0000
D(LOGCENA(-22))	-0.060255	0.020195	-2.983600	0.0029
D(LOGCENA(-23))	-0.040417	0.020158	-2.005041	0.0451
D(LOGCENA(-24))	-0.017585	0.020136	-0.873307	0.3826
D(LOGCENA(-25))	0.007551	0.020125	0.375174	0.7076
D(LOGCENA(-26))	-0.050804	0.020115	-2.525743	0.0116
C	0.056866	0.018248	3.116305	0.0019
R-squared	0.248659	Mean dependent var	0.000270	
Adjusted R-squared	0.240555	S.D. dependent var	0.099757	
S.E. of regression	0.086934	Akaike info criterion	-2.036328	
Sum squared resid	18.91658	Schwarz criterion	-1.971762	
Log likelihood	2604.973	F-statistic	30.68069	
Durbin-Watson stat	1.993609	Prob(F-statistic)	0.000000	

5 PROGRAMSKI IZPIS ZA PHILIPS-PERRON TEST

Testna enačba: $\Delta Y_t = a_0 + \gamma Y_{t-1} + \varepsilon_t$

Domnevi: $H_0: \gamma = 0$ in $H_1: \gamma < 0$

V EViews programskem paketu se pri Philips-Perron testu modificira t-statistiko iz enačbe z uporabo Newey-West procedure, ki zagotavlja robustnost testa glede heteroskedastičnosti in avtokorelacije neznane oblike (EViews 3 User's Guide, str. 331). Število pri »Lag truncation« ima gledano s praktičnega vidika podobno vlogo kot število odlogov pri ADF testu. Rezultati testa se ne spremenijo, tudi če za »q« izberemo vrednosti različne od priporočene.

PP Test Statistic	-3.937313	1% Critical Value*	-3.4360
		5% Critical Value	-2.8632
		10% Critical Value	-2.5677

*MacKinnon critical values for rejection of hypothesis of a unit root.

Lag truncation: 8	(Newey-West suggests: 8)
Residual variance with no correction	158.4482
Residual variance with correction	91.70341

Phillips-Perron Test Equation
 Dependent Variable: D(CENA)
 Method: Least Squares

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
CENA(-1)	-0.019290	0.003818	-5.051782	0.0000
C	2.798068	0.603678	4.635038	0.0000
R-squared	0.009886	Mean dependent var	0.019883	
Adjusted R-squared	0.009498	S.D. dependent var	12.65278	
S.E. of regression	12.59254	Akaike info criterion	7.904868	
Sum squared resid	405310.4	Schwarz criterion	7.909440	
Log likelihood	-10108.33	F-statistic	25.52050	
Durbin-Watson stat	2.184978	Prob(F-statistic)	0.000000	

6 KORELOGRAM za PRVE DIFERENCE LOGARITMOV CEN

$$\Delta \ln \text{Cena}_t = \ln \text{Cena}_t - \ln \text{Cena}_{t-1}$$

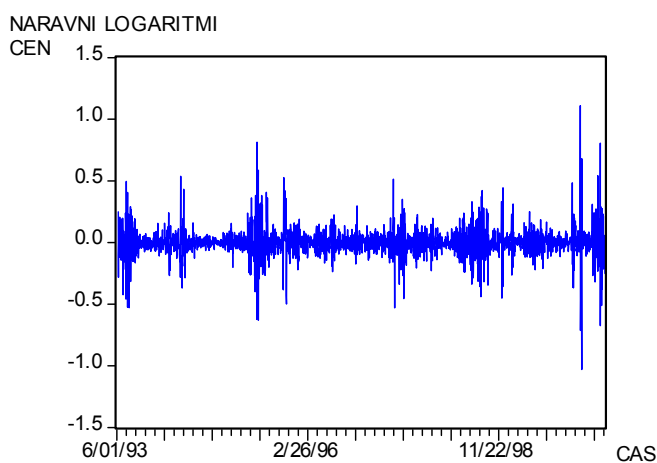
TABELA P-4: KORELOGRAM ČASOVNE VRSTE $\Delta \ln \text{CENA}$

Sample: 6/01/1993 6/01/2000							
Included observations: 2557							
Autocorrelation	Partial Correlation		AC	PAC	Q-Stat	Prob	
			1	0.003	0.003	0.0257	0.873
*	*		2	-0.173	-0.173	76.837	0.000
*	*		3	-0.100	-0.102	102.53	0.000
*	*		4	-0.106	-0.142	131.15	0.000
*	**		5	-0.147	-0.200	186.81	0.000
			6	0.058	-0.014	195.48	0.000
***	**		7	0.377	0.314	560.84	0.000
			8	0.041	0.039	565.13	0.000
*	*		9	-0.161	-0.081	631.32	0.000
*			10	-0.093	-0.049	653.32	0.000
*			11	-0.078	-0.040	669.10	0.000
*	*		12	-0.154	-0.121	729.82	0.000
			13	0.043	-0.045	734.49	0.000
**	*		14	0.323	0.147	1002.2	0.000
			15	0.019	-0.020	1003.2	0.000
*			16	-0.115	-0.017	1037.4	0.000
*			17	-0.070	-0.021	1050.2	0.000
*			18	-0.091	-0.050	1071.4	0.000
*	*		19	-0.128	-0.058	1113.6	0.000
			20	0.041	-0.033	1118.0	0.000
**	*		21	0.307	0.117	1361.4	0.000
			22	-0.011	-0.055	1361.7	0.000
*			23	-0.113	-0.031	1394.5	0.000
			24	-0.052	-0.015	1401.5	0.000
			25	-0.052	0.005	1408.6	0.000
*			26	-0.127	-0.047	1450.1	0.000
			27	0.066	0.003	1461.2	0.000
**	*		28	0.289	0.097	1677.5	0.000
			29	0.041	0.050	1681.8	0.000
*			30	-0.107	-0.004	1711.6	0.000
			31	-0.041	0.011	1715.9	0.000
*			32	-0.062	-0.006	1725.8	0.000
*			33	-0.121	-0.023	1764.1	0.000
			34	0.039	-0.028	1768.0	0.000
**			35	0.271	0.065	1958.0	0.000
			36	0.003	-0.024	1958.0	0.000

Vir: Lastni izračuni.

7 PRIKAZ SERIJE » w_t « IN VREDNOSTI SACF in SPACF

SLIKA P-1: ČASOVNA VRSTA » w_t «



Vir: Lastni izračuni.

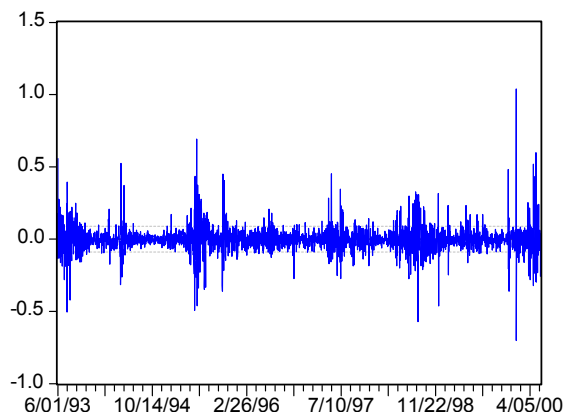
TABELA P-5: S(P)ACF ZA w_t

Sample: 6/01/1993 6/01/2000				
Included observations: 2550				
	AC	PAC	Q-Stat	Prob
1	-0.076	-0.076	14.745	0.000
2	-0.024	-0.030	16.277	0.000
3	0.005	0.001	16.346	0.001
4	-0.028	-0.029	18.361	0.001
5	0.023	0.019	19.732	0.001
6	0.055	0.057	27.480	0.000
7	-0.460	-0.455	568.45	0.000
8	0.050	-0.010	574.73	0.000
9	-0.025	-0.052	576.29	0.000
10	-0.016	-0.027	576.97	0.000
11	0.030	0.001	579.24	0.000
12	-0.024	-0.012	580.67	0.000
13	-0.011	0.026	580.99	0.000
14	-0.030	-0.307	583.29	0.000
15	0.007	0.019	583.41	0.000
16	0.035	-0.015	586.51	0.000
17	0.004	-0.023	586.55	0.000
18	-0.040	-0.044	590.60	0.000
19	0.018	-0.007	591.41	0.000
20	-0.021	-0.009	592.53	0.000
21	-0.003	-0.237	592.56	0.000
22	-0.064	-0.076	603.08	0.000
23	-0.003	-0.023	603.11	0.000
24	0.014	-0.018	603.63	0.000
25	0.038	-0.013	607.31	0.000
26	-0.010	-0.021	607.58	0.000
27	0.038	0.029	611.25	0.000
28	0.014	-0.156	611.74	0.000
29	0.070	0.005	624.50	0.000
30	0.000	-0.008	624.50	0.000
31	0.010	0.008	624.77	0.000
32	-0.016	-0.021	625.44	0.000
33	-0.005	-0.029	625.51	0.000
34	0.022	0.079	626.80	0.000
35	-0.012	-0.131	627.19	0.000
36	-0.026	0.002	628.98	0.000

Vir: Lastni izračuni.

8 MODEL

SLIKA P-2: OSTANKI MODELA



Vir: Lastni izračuni.

TABELA P-6: KORELOGRAM

KVADRIRANIH OSTANKOV

Sample: 6/09/1993 6/01/2000				
Included observations: 2550				
	AC	PAC	Q-Stat	Prob
1	0.315	0.315	253.85	
2	0.136	0.041	301.18	0.000
3	0.075	0.023	315.48	0.000
4	0.086	0.058	334.55	0.000
5	0.051	0.004	341.13	0.000
6	0.095	0.075	364.07	0.000
7	0.090	0.039	384.93	0.000
8	0.069	0.017	397.11	0.000
9	0.053	0.016	404.24	0.000
10	0.092	0.062	425.72	0.000
11	0.048	-0.011	431.51	0.000
12	0.066	0.039	442.84	0.000
13	0.072	0.030	456.07	0.000
14	0.082	0.034	473.14	0.000
15	0.042	-0.007	477.74	0.000

40	0.007	-0.024	537.56	0.000
41	0.041	0.038	542.00	0.000
42	0.136	0.118	590.07	0.000
43	0.049	-0.039	596.40	0.000

Vir: Lastni izračuni.

TABELA P-7: IZPIS ARCH-LM (ENGEL) TESTA

ARCH Test:				
F-statistic	281.5939	Probability	0.000000	
Obs*R-squared	253.7596	Probability	0.000000	
Test Equation:				
Dependent Variable: RESID^2				
Sample(adjusted): 6/10/1993 6/01/2000				
Included observations: 2549 after adjusting endpoints				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	0.005238	0.000654	8.008736	0.0000
RESID^2(-1)	0.315693	0.018813	16.78076	0.0000
R-squared	0.099553	Mean dependent var	0.007646	
Adjusted R-squared	0.099199	S.D. dependent var	0.033944	
S.E. of regression	0.032216	Akaike info criterion	-4.031901	
Sum squared resid	2.643513	Schwarz criterion	-4.027316	
Log likelihood	5140.658	F-statistic	281.5939	
Durbin-Watson stat	2.024270	Prob(F-statistic)	0.000000	

Vir: Lastni izračuni.

TABELA P-8: KORELOGRAM OSTANKOV MODELA ARIMA(0,1,0)(0,1,1)₇

Sample: 6/09/1993 6/01/2000

Included observations: 2550

Autocorrelation		Partial Correlation			AC	PAC	Q-Stat	Prob
				1	-0.033	-0.033	2.7440	
*		*		2	-0.075	-0.076	17.144	0.000
				3	-0.051	-0.056	23.716	0.000
*		*		4	-0.067	-0.078	35.226	0.000
		*		5	-0.043	-0.058	39.972	0.000
				6	0.047	0.029	45.725	0.000
*				7	0.069	0.058	58.039	0.000
				8	0.030	0.032	60.285	0.000
*				9	-0.062	-0.053	70.133	0.000
				10	-0.047	-0.039	75.908	0.000
				11	-0.027	-0.025	77.835	0.000
		*		12	-0.054	-0.063	85.349	0.000
				13	0.022	-0.003	86.574	0.000
				14	0.005	-0.024	86.637	0.000
				15	0.001	-0.012	86.639	0.000
				16	-0.001	-0.003	86.641	0.000
				17	-0.013	-0.009	87.090	0.000
				18	-0.045	-0.042	92.388	0.000
				19	-0.026	-0.033	94.162	0.000
				20	0.020	0.006	95.203	0.000
				21	0.003	-0.016	95.221	0.000
				22	-0.042	-0.057	99.766	0.000
				23	-0.010	-0.027	100.05	0.000
				24	0.013	0.001	100.51	0.000
				25	0.008	0.008	100.67	0.000
				26	-0.029	-0.036	102.87	0.000
				27	0.058	0.045	111.66	0.000
				28	0.007	0.002	111.78	0.000
				29	0.035	0.046	114.99	0.000
				30	-0.018	-0.014	115.79	0.000
				31	0.023	0.023	117.17	0.000
				32	-0.006	-0.002	117.25	0.000
				33	-0.023	-0.022	118.60	0.000
				34	0.026	0.018	120.31	0.000
				35	-0.014	-0.026	120.80	0.000
				36	-0.021	-0.022	121.90	0.000

Vir: Lastni izračuni.

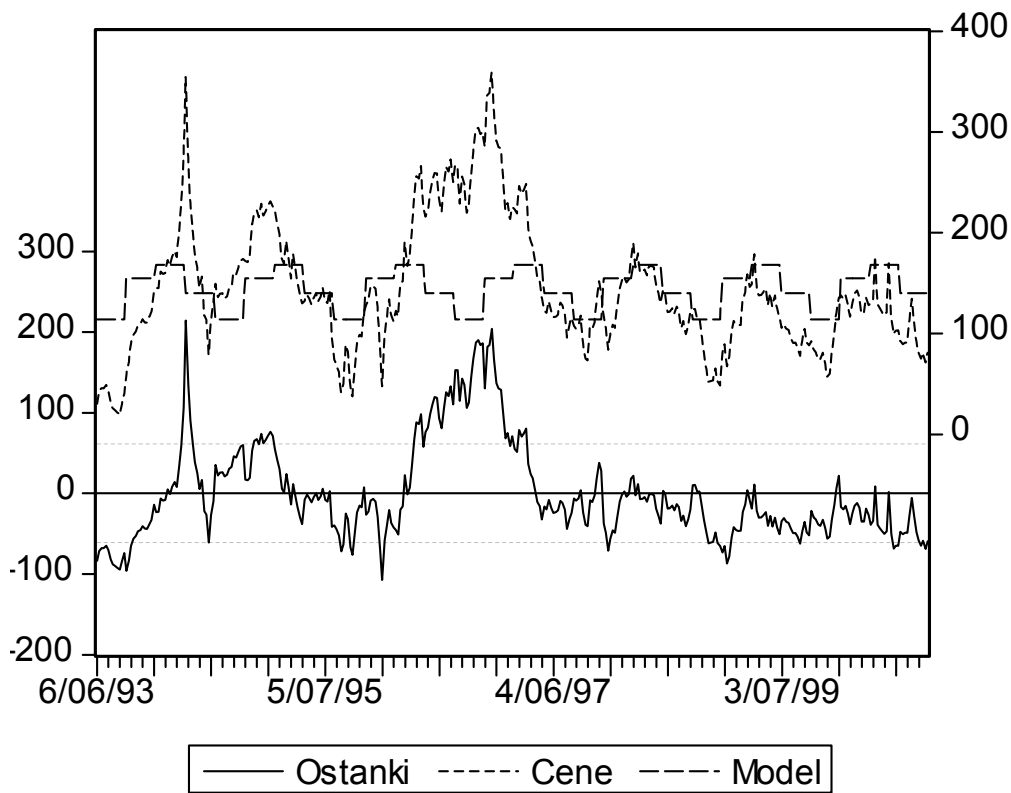
9 ANALIZA TEDENSKIH PODATKOV

$$\text{Model: } \text{Cena}_t = \beta_1 \cdot \text{DKV1}_t + \beta_2 \cdot \text{DKV2}_t + \beta_3 \cdot \text{DKV3}_t + \beta_4 \cdot \text{DKV4}_t + \varepsilon_t$$

Opombe:

- »DKV_x« so neprave spremenljivke, ki imajo vrednost 1, če je obdobje iz kvartala »x« in 0 sicer
 - DKV1 = (december, januar, februar)
 - DKV2 = (marec, april, maj)
 - DKV3 = (junij, julij, avgust)
 - DKV4 = (september, oktober, november)
- »ε_t« so ostanki modela

SLIKA P-3: ANALIZA SEZONE NA TEDENSKIH PODATKIH



Opombe: Na ordinati so vrednosti v NOK/MWh.

Vir: Lastni izračuni.