

UNIVERZA V LJUBLJANI
EKONOMSKA FAKULTETA

MAGISTRSKO DELO

JANA MIKLIČ

UNIVERZA V LJUBLJANI
EKONOMSKA FAKULTETA

MAGISTRSKO DELO

**SIMULACIJSKI MODEL TRGA Z ELEKTRIČNO
ENERGIJO V SLOVENIJI**

Ljubljana, oktober 2004

JANA MIKLIČ

IZJAVA

Študentka JANA MIKLIČ izjavljam, da sem avtorica tega magistrskega dela, ki sem ga napisala pod mentorstvom prof. JANEZA PRAŠNIKARJA, in skladno s 1. odstavkom 21. člena Zakona o avtorskih in sorodnih pravicah dovolim objavo magistrskega dela na fakultetnih spletnih straneh.

V Ljubljani, dne oktobra 2004

Podpis: _____

KAZALO VSEBINE

1.	UVOD.....	1
2.	POTROŠNJA ELEKTRIČNE ENERGIJE	4
2.1	TEORETIČNA OPREDELITEV POTROŠNJE ELEKTRIČNE ENERGIJE	4
2.2	ANALIZA POTROŠNJE ELEKTRIČNE ENERGIJE V SLOVENIJI.....	7
2.2.1	<i>Letna potrošnja električne energije v Sloveniji.....</i>	<i>7</i>
2.2.2	<i>Mesečna potrošnja električne energije v Sloveniji.....</i>	<i>9</i>
2.2.3	<i>Dnevna potrošnja električne energije v Sloveniji.....</i>	<i>11</i>
2.3	NAPOVED POTROŠNJE ELEKTRIČNE ENERGIJE	12
2.3.1	<i>Modeli napovedovanja potrošnje električne energije.....</i>	<i>14</i>
2.3.2	<i>Izbira modela napovedovanja.....</i>	<i>16</i>
2.3.3	<i>Delovanje programskega paketa CB Predictor.....</i>	<i>18</i>
2.3.4	<i>Vhodni podatki in rezultati napovedi programskega paketa CB Predictor.....</i>	<i>20</i>
2.3.4.1	Vhodni podatki.....	20
2.3.4.2	Rezultati napovedi za delavnike.....	21
2.3.4.3	Testiranje rezultatov napovedi dnevne potrošnje električne energije	22
2.3.4.4	Izračun napovedi za nedelavnike.....	25
2.4	RACIONALNA RABA ELEKTRIČNE ENERGIJE	26
3.	PROIZVODNJA ELEKTRIČNE ENERGIJE	30
3.1	TEORETIČNA OPREDELITEV PROIZVODNJE ELEKTRIČNE ENERGIJE.....	30
3.2	PROIZVODNJA ELEKTRIČNE ENERGIJE V SLOVENIJI.....	33
3.2.1	<i>Hidroelektrarne.....</i>	<i>35</i>
3.2.1.1	Proizvodnja v hidroelektrarnah	37
3.2.1.1.1	Izračun proizvodnje električne energije v hidroelektrarnah	37
3.2.1.1.2	Izračun stroškov proizvodnje v hidroelektrarnah.....	39
3.2.1.2	Primer izračuna proizvodnje hidroelektrarne.....	43
3.2.1.3	Spisek hidroelektrarn z okvirnimi karakteristikami	44
3.2.2	<i>Termoelektrarne.....</i>	<i>46</i>
3.2.2.1	Proizvodnja v termoelektrarnah	47
3.2.2.1.1	Izračun proizvodnje električne energije v termoelektrarnah	47
3.2.2.1.2	Izračun stroškov proizvodnje v termoelektrarnah	49

3.2.2.2	Primer izračuna proizvodnje termoelektrarne	55
3.2.2.3	Spisek termoelektrarn z okvirnimi karakteristikami	56
3.2.3	<i>Nuklearna elektrarna</i>	57
3.3	UVOZ IN IZVOZ ELEKTRIČNE ENERGIJE.....	59
4.	SIMULACIJSKI MODEL TRGA Z ELEKTRIČNO ENERGIJO.....	64
4.1	TEORETIČNA OPREDELITEV TRGA Z ELEKTRIČNO ENERGIJO	64
4.2	IZGRADNJA SIMULACIJSKEGA MODELA TRGA Z ELEKTRIČNO ENERGIJO	71
4.2.1	<i>(Ne)Linearno programiranje in programiranje s celimi števili</i>	<i>73</i>
4.2.2	<i>Delovanje programskih paketov Premium Solver Platform in XPRESS Solver Engine</i>	<i>74</i>
4.2.3	<i>Delovanje simulacijskega modela trga z električno energijo</i>	<i>75</i>
4.2.4	<i>Rezultati simulacijskega modela trga z električno energijo.....</i>	<i>80</i>
5.	ZAKLJUČEK	86
6.	LITERATURA.....	89
7.	VIRI	92

1. UVOD

Električna energija je še pred nedavnim predstavljala tipičen primer dobrine javnega značaja. Ponudbo električne energije je diktiral upravljavec prenosnega omrežja Elektro Slovenija z določanjem voznega reda elektrarne oz. proizvodnje električne energije elektrarne v določenem trenutku. Cene električne energije so bile administrativno določene na podlagi metode dokazovanja upravičenosti povečanja priznanih stroškov. Glavni cilj elektroenergetskega sistema je bil zagotavljanje zanesljive oskrbe z električno energijo, pri čemer je bil zanemaren vidik stroškov, tako na nivoju posameznih proizvajalcev kot na nivoju celotnega sistema. Proizvajalci, prenosno podjetje in distributerji zaradi administrativnega (netržnega) določanja cen električne energije in solidarnega pokrivanja izgub niso bili motivirani za uvedbo stroškovno racionalnega poslovanja. Odsotnost tržnih mehanizmov določanja količin, cen električne energije in konkurence na trgu je pogojevala tudi odsotnost osnovnih ekonomskih kriterijev pri sprejemanju posameznih investicijskih odločitev, kar je posledično vplivalo na zmanjševanje konkurenčnosti celotnega elektroenergetskega sistema, v končni fazi pa tudi celotnega gospodarstva.

Evropska unija je leta 1996 sprejela direktivo 96/92/EC, ki predstavlja osnovo vpeljevanja konkurence na evropskem trgu z električno energijo. Slovenija, kot takratna pridružena članica Evropske unije, je na osnovi direktive, predvsem zaradi usklajevanja slovenske zakonodaje z evropsko oz. zaradi izpolnjevanja zahtev za polno članstvo v Evropski uniji, sprejela v letu 1999 Energetski zakon, ki vpeljuje konkurenco tudi na slovenskem trgu z električno energijo. Glavne posledice Energetskega zakona so nova pravila delovanja trga z električno energijo, vzpostavitev organiziranega trga z električno energijo z ustanovitvijo novega javnega podjetja Borzen d.o.o., dodelitev naloge regulatorja trga z električno energijo Agenciji za energijo ter sprememba statusa glavnih akterjev na trgu z električno energijo.

Prenosno podjetje Elektro Slovenija po sprejetju Energetskega zakona še vedno ostaja javno podjetje. V določeni meri status ohranjajo tudi distribucijska podjetja, predvsem z vidika zagotavljanja distribucijskih kapacitet. Vpeljevanje konkurence oz. tržnih mehanizmov na strani povpraševanja po električni energiji bo potekalo postopoma. Trenutno je svobodna izbira ponudnika električne energije dovoljena le odjemalcem oz. potrošnikom električne energije, ki presegajo priključno moč 41 kW na enem odjemnem mestu. Omenjen pogoj naj bi se z leti zniževal, tako da bodo na koncu vsi potrošniki svobodno izbirali svojega prodajalca električne energije. Za vse ostale udeležence trga z električno energijo pa sprejeti Energetski zakon vpeljuje tržna pravila delovanja trga z električno energijo, in sicer za tiste dejavnosti distribucijskih podjetij, ki se ukvarjajo s trgovanjem z električno energijo, ter za vse proizvajalce električne energije. Izjema je le Nuklearna elektrarna Krško, zaradi varnosti obratovanja elektrarne ter lastniške strukture podjetja.

Podjetja, ki se ukvarjajo s proizvodnjo električne energije, so se morala po uveljavitvi Energetskega zakona soočiti s spremembami, katerih jedro ni bil pravni status družb, temveč sprememba poslovanja podjetij. S sprejetjem Energetskega zakona sta optimizacija proizvodnje in poslovanje elektrarne prešla v proizvajalčeve roke. Proizvajalci električne energije so se pričeli ukvarjati s tehničnimi in ekonomskimi vidiki poslovanja podjetja, kar jim je povzročalo oz. jim še povzroča veliko preglavic. Glavni problem proizvajalcev električne energije je

določitev ustrezne količine proizvodnje ter višine prodajne cene električne energije glede na povpraševanje v določenem trenutku za doseg čim ugodnejšega dolgoročnega rezultata poslovanja podjetja. Odločitev pa ni ravno lahka, saj mora podjetje pri takšni odločitvi upoštevati ne samo poslovanje svojega podjetja, temveč tudi poslovanje ter odločitve vseh ostalih proizvajalcev električne energije. Pri takšnih odločitvah je vsekakor uporaben simulacijski model trga z električno energijo.

Simulacijski model trga z električno energijo predstavlja optimizacijski model, ki zajema na eni strani napoved potreb po električni energiji, na drugi strani pa ponudbo električne energije z vsemi možnimi odločitvami proizvajalcev električne energije. Simulacijski model trga z električno energijo simulira obratovanje vseh proizvodnih enot v elektroenergetskem sistemu, s ciljem zadovoljiti potrebe po električni energiji z najnižjimi stroški celotnega elektroenergetskega sistema. Takšnih simulacijskih modelov trga z električno energijo je relativno malo, kar je posledica nedavnega odprtja trga z električno energijo, po drugi strani pa takšni simulatorji predstavljajo strateško prednost tistih, ki jih že imajo oz. so jih že razvili, temu primerno pa so tajni oz. se o njih ne govori. Pri razvijanju simulatorjev trga z električno energijo so najbolj napredne Združene države Amerike, katere imajo že dalj časa vzpostavljen trg z električno energijo, posledično pa tudi več izkušenj s trgovanjem z električno energijo v primerjavi z Evropo. Zaradi specifičnosti trga z električno energijo posamezne države pa je praktično onemogočeno prenašanje vseh izkušenj iz ene države v drugo. Zato je vsaka država prisiljena zgraditi svoj simulator trga z električno energijo, ki vključuje vse značilnosti domačega trga. To velja tudi za Slovenijo.

Simulacijski model trga z električno energijo kot analitično orodje omogoča podporo pri različnih odločitvah. Prvič, obstoječim proizvajalcem električne energije omogoča optimizacijo poslovanja oz. obratovanja elektrarne. Z njim lahko proizvajalci električne energije ugotovijo kdaj, koliko in po kakšni ceni morajo prodajati električno energijo, da dosežejo maksimalni poslovni izid podjetja.

Drugič, obstoječim proizvajalcem električne energije omogoča natančno analizo upravičenosti investicij v revitalizacijo obstoječih delov elektrarne ali v nove oz. dodatne proizvodne zmogljivosti, ki vplivajo na spremembo obratovanja podjetja.

Tretjič, novim proizvajalcem električne energije oz. tistim, ki želijo vstopiti na trg z električno energijo, omogoča podrobno analizo bodočih nepokritih potreb po električni energiji ali pa analizo možnosti vstopa na trg z električno energijo. Bodoči proizvajalci električne energije lahko s simulatorjem trga preverijo, kako velike in katere vrste elektrarn bodo primerne v prihodnosti, po kakšni ceni in količini bodo lahko prodajali električno energijo in kakšni bodo lahko proizvodni stroški, da bodo dosegli ustrezno donosnost na vloženi kapital.

Četrtič, simulator trga pri odločanju ne pomaga samo proizvajalcem električne energije, temveč tudi trgovcem z električno energijo. Trgovci imajo lahko s simulatorjem trga z električno energijo vpogled v cene cene in količine, po oz. v katerih bodo lahko kupovali električno energijo od proizvajalcev električne energije na eni strani, po drugi strani pa lahko določajo po kakšnih cenah in kakšne količine električne energije bodo prodajali upravičenim odjemalcem ter končnim uporabnikom električne energije, da bodo dosegli ustrezen poslovni dobiček.

In zadnjič, simulator trga je koristen tudi za upravičene in končne odjemalce električne energije. S simulatorjem trga lahko predvidijo, kako visoki bodo stroški električne energije, ki bodo posledično vplivali na investicijske odločitve porabnikov električne energije. Porabniki električne energije bodo v primeru visokih cen električne energije izboljšali energetske učinkovitost, in sicer bodo sprejemali investicije z manjšo porabo električne energije, prehajali na druge energente ali pa bodo predstavili potrošnjo električne energije iz obdobja visokih cen v obdobje nizkih cen električne energije. V primeru nizke cene električne energije potrošniki ne bodo imeli iniciative za spremembo svojih potrošniških navad.

Cilj magistrskega dela je postavitve simulacijskega modela trga z električno energijo v Sloveniji na podlagi modela popolne konkurence. Simulacijski model trga z električno energijo vključuje model napovedi potrošnje električne energije, model obratovanja proizvajalcev električne energije oz. model obratovanja proizvodnih objektov ter model uvoznih in izvoznih zmogljivosti slovenskega prenosnega omrežja, preko katerega je vpet celoten evropski elektroenergetski trg. Glavni končni rezultati simulacijskega modela trga z električno energijo so urna proizvodnja in lastna cena električne energije pri proizvajalcih ter urna tržna cena električne energije na slovenskem trgu z električno energijo. Cilj je bil zgraditi takšen simulacijski model trga z električno energijo, ki bo fleksibilen, kar pomeni, da bo model možno spreminjati oz. ga prilagajati glede na trenutna dogajanja na trgu z električno energijo, ki bo uporabniško prijazen, ki bo hiter oz. bo rešil simulacijo trga v zelo kratkem času in ki bo natančen, kar pomeni, da naj bi rezultati simulacijskega modela odražali dejansko stanje na trgu z električno energijo.

Magistrsko delo vključuje strokovno poglobitev in znanstveno-raziskovalni nivo. Pri izdelavi magistrskega dela so uporabljene teoretična metoda, empirična metoda in analitična metoda. Teoretična metoda je uporabljena pri opredelitvi povpraševanja, proizvodnje električne energije, trga z električno energijo ter izračuna proizvodnje električne energije za vsako vrsto proizvodnega objekta. Empirična metoda je uporabljena pri napovedi potrošnje električne energije, pri čemer je uporabljen programski paket CB Predictor, ter pri izgradnji modela obratovanja proizvajalcev električne energije oz. modela obratovanja elektrarn in modela uvoznih in izvoznih zmogljivosti, pri čemer sta uporabljena programska paketa Premium Solver Platform ter XPress Solver Engine. Analitični pristop je uporabljen pri analizi preteklega gibanja potrošnje električne energije, pri analizi rezultatov napovedi potrošnje električne energije, pri analizi ponudbe električne energije ter pri analizi rezultatov simulacijskega modela trga z električno energijo.

Magistrsko delo sestavljajo štiri sklopi. Prvi sklop predstavlja poglavje o potrošnji električne energije, ki vsebuje teoretično razlago potrošnje električne energije, analizo potrošnje na letnem, mesečnem in dnevnem nivoju, predstavitev različnih modelov napovedovanja, detajlno predstavitev izbranega modela napovedovanja s predstavitvijo programskega paketa, ki se je uporabil pri napovedovanju potrošnje električne energije, in končnih rezultatov napovedi ter teoretično predstavitev racionalne rabe električne energije z opredelitvijo možnih načinov zmanjšanja potrošnje električne energije.

Drugi sklop zajema proizvodnjo električne energije, v katerem je predstavljena teoretična razlaga proizvodnje električne energije. Poglavje zajema spisek obstoječih proizvodnih objektov v Sloveniji z okvirnimi karakteristikami. Za vsako vrsto proizvodnih objektov je predstavljen

teoretičen izračun proizvodnje objekta z vsemi proizvodnimi, ekološkimi in drugimi omejitvami, ki je podprt s praktičnim primerom. Poglavje zajema tudi možnosti izvoza ter uvoza električne energije iz drugih evropskih držav.

V tretjem sklopu je opisan simulacijski model trga z električno energijo. Prikazane so teoretične osnove izgradnje modela z opisom programskih paketov, v katerih je simulacijski model zgrajen. Opisan je način izgradnje in delovanje simulacijskega modela, predstavljeni pa so tudi končni rezultati simulacije trga z električno energijo.

Četrti sklop magistrskega dela predstavlja zaključek, v katerem so na kratko povzeti rezultati magistrskega dela s sklepno mislijo.

2. POTROŠNJA ELEKTRIČNE ENERGIJE

Trg z električno energijo določata dve spremenljivki: povpraševanje po električni energiji in ponudba električne energije. Povpraševanje po električni energiji predstavlja porabnike električne energije, medtem ko ponudba predstavlja proizvajalce električne energije.

Povpraševanje po električni energiji predstavlja t.i. eksogeno spremenljivko trga z električno energijo, ki neposredno določa ravnotežno količino prodane električne energije, medtem ko le posredno vpliva na višino ravnotežne cene električne energije. Ponudba električne energije mora v danem trenutku zadostiti celotnemu povpraševanju po električni energiji. Ravnotežna cena električne energije je določena z obratovalnimi stroški, t.i. mejnimi stroški, zadnje proizvodne enote, ki je še vključena v tržno oz. agregatno ponudbo električne energije. Zato predstavlja prvo nalogo pri izgradnji simulacijskega modela trga z električno energijo analiza in ocena povpraševanja po električni energiji.

2.1 TEORETIČNA OPREDELITEV POTROŠNJE ELEKTRIČNE ENERGIJE

Potrošnja električne energije teoretično predstavlja agregatno oz. tržno povpraševanje po električni energiji. Tržno povpraševanje predstavlja seštevek vseh individualnih povpraševanj (Prašnikar, 1996, str. 152). Na trgu z električno energijo predstavlja tržno povpraševanje po električni energiji seštevek porab vseh odjemalcev električne energije ob različnih cenah električne energije.

Povpraševanje po električni energiji se od povpraševanj po ostalih dobrinah diferencira zaradi specifičnosti porabe električne energije in samega proizvoda. Razlike se nanašajo na:

- cenovno elastičnost povpraševanja,
- dohodkovno elastičnost povpraševanja,
- križno elastičnost povpraševanja,
- ustvarjanje zalog oz. možnost skladiščenja električne energije ter
- variiranje povpraševanja.

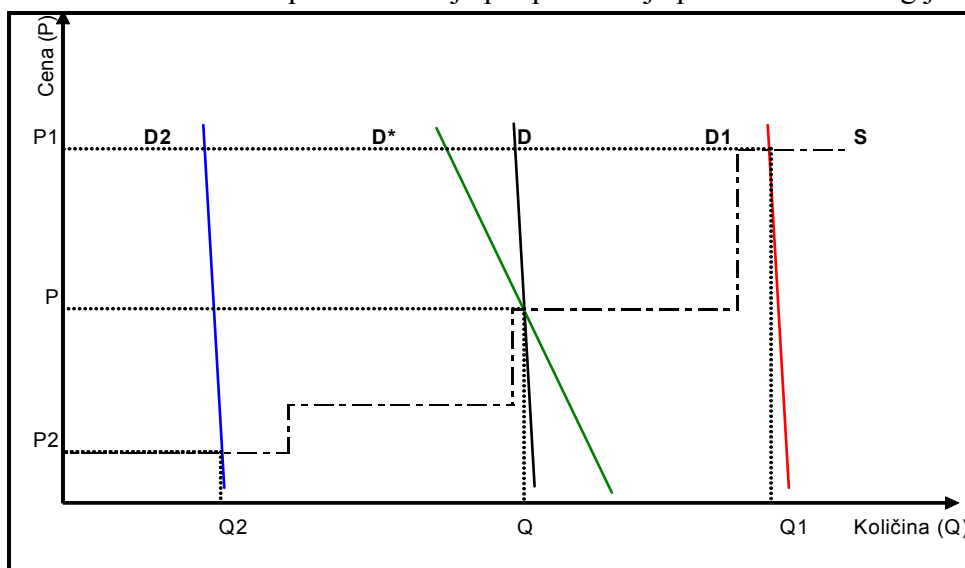
Elastičnost povpraševanja predstavlja mero občutljivosti spremembe ene spremenljivke povpraševanja na drugo. Izrazimo jo s koeficientom elastičnosti, ki kaže procentualno

spremembo ene spremenljivke povpraševanja zaradi procentualne spremembe druge spremenljivke. Korelacijo med ceno in količino pojasnjuje koeficient cenovne elastičnosti povpraševanja, ki meri občutljivost spremembe obsega povpraševanja na spremembo cene oz. ki pove za koliko odstotkov se bo spremenil obseg povpraševanja po električni energiji, če se cena električne energije spremeni za en odstotek (Prašnikar, 1996, str. 70). Glede na to, da je nagib krivulje povpraševanja negativen, ima tudi koeficient cenovne elastičnosti povpraševanja negativen predznak.

Vrednost koeficienta cenovne elastičnosti povpraševanja po električni energiji variira glede na čas, glede na opazovano skupino porabnikov električne energije ter glede na smer gibanja cene električne energije. Glede na čas lahko opredelimo krivuljo povpraševanja po električni energiji na kratek in na dolgi rok. Vrednost koeficienta cenovne elastičnosti kratkoročnega povpraševanja po električni energiji se giblje od $-0,08$ do $-0,50$, medtem ko se vrednost koeficienta cenovne elastičnosti dolgoročnega povpraševanja po električni energiji giblje od $-0,45$ do $-1,82$ (Grohnheit, Klavs, 2003, str. 3, Stevens, Lerner, 1996, str. 2).

Kratkoročna krivulja povpraševanja po električni energiji – D je na spremembo cene manj občutljiva oz. elastična kot dolgoročna krivulja povpraševanja – D^* , kar je posledica dejstva, da večina uporabnikov nima možnosti odzvati se na spremembo cene električne energije ali pa je možnost odzivanja zelo omejena (Hirst, 2002, str. 24).

Slika 1: Teoretični prikaz krivulje povpraševanja po električni energiji



Opomba: Oblika krivulje ponudbe je podrobneje obrazložena v poglavju 3.1. Teoretična opredelitev proizvodnje električne energije.

Potrošniki električne energije, kot so gospodinjstva in industrija, se odločajo za investicije na podlagi preteklih ocen o višini cene električne energije. Odložijo se za tisto vrsto investicije, ki je zanje ob danih, razpoložljivih podatkih najbolj upravičena. Na primer, v primeru, da bi gospodinjstva ocenila, da bo cena električne energije nizka in da bo le-ta ugodnejša od cen drugih energentov, bi se odločila za ogrevanje stanovanj z električno energijo. Podobno bi veljalo tudi za industrijo, ki bi investirala v energetske manj učinkovite proizvodne procese. V primeru, ko bi cena električne energije nepričakovano narasla, tako gospodinjstva kot industrija kratkoročno ne bi mogli reagirati na spremembo cene električne energije zaradi preteklih

investicijskih odločitev. Še vedno bi rabili približno isto količino električne energije. Potrošniki bi pričeli razmišljati o novih investicijah šele v primeru, ko bi ocenili, da bo bodoča cena električne energije resnično visoka. Za prilagoditev na novo pričakovano ceno električne energije pa je potreben čas in denar.¹

Celotno povpraševanje po električni energiji se v večini primerov deli na povpraševanje gospodinjstev, trgovine in industrije, ki imajo različne koeficiente cenovne elastičnosti. Kratkoročno se na spremembo cene električne energije najmanj odziva industrija, koeficient cenovne elastičnosti znaša med $-0,04$ in $-0,22$, medtem ko se na spremembo cene najbolj odzivajo gospodinjstva, koeficient cenovne elastičnosti znaša med $-0,06$ in $-0,49$ (Stevens, Lerner, 1996, str. 2). Dolgoročno je situacija popolnoma drugačna. V tem primeru na spremembo cene električne energije najbolj reagira industrija, vrednost koeficienta cenovne elastičnosti je višja od $-0,51$, medtem ko na spremembo cene najmanj reagirajo gospodinjstva, vrednost koeficienta cenovne elastičnosti presega $-0,45$ (Stevens, Lerner, 1996, str. 2, The Price Elasticity of Demand for Electricity in NEM Regions, 2002).

Na velikost koeficienta cenovne elastičnosti vpliva tudi smer gibanja cene električne energije. Raziskave kažejo, da je povpraševanje po električni energiji manj elastično v obdobju, ko cene električne energije padajo, kot pa v obdobju, ko cene električne energije rastejo (Miller, 2001, str. 3).

Dohodkovna elastičnost povpraševanja kaže relativno spremembo povpraševane količine zaradi relativne spremembe dohodka (Prašnikar, 1996, str. 74). Povedano drugače, dohodkovna elastičnost povpraševanja nam pove, za koliko odstotkov se spremeni potrošnja električne energije, če se dohodek spremeni za en odstotek. Koeficient dohodkovne elastičnosti povpraševanja po električni energiji je pozitiven.

Po ocenah strokovnjakov je dohodkovna elastičnost nižja od cenovne elastičnosti povpraševanja po električni energiji. Koeficient dohodkovne elastičnosti povpraševanja se giblje med $0,01$ in $0,25$ (Andersson, Damsgaard, 1994, str. 6). Eden od razlogov za nizko dohodkovno elastičnost je lahko razvitost gospodarstva. V tem primeru potrošniki dodatna denarna sredstva namenijo za dejavnosti prostega časa in ne za nakup novih elektrotehničnih aparatov, ki povišujejo potrošnjo električne energije.

Električna energija je po svoji naravi komplementarna dobrina. Predstavlja gonilno silo aparatom, ki jih ljudje uporabljajo v privatne in poslovne namene. Po drugi strani ima električna energija kot primarna energija zelo malo substitutov. Le-ti se najdejo na področju ogrevanja, kjer električno energijo nadomeščajo plin, premog, kurilno olje, ponekod pa tudi daljinsko ogrevanje, ter na področju kuhanja, ko električno energijo nadomešča plin. Omenjeno značilnost ponazarja križna elastičnost povpraševanja, ki predstavlja relativno spremembo povpraševane količine A, do katere pride zaradi relativne spremembe cene dobrine B (Prašnikar, 1996, str. 74). Glede na to, da v večini primerov električna energija predstavlja komplementarno dobrino, ima koeficient križne elastičnosti povpraševanja negativni predznak.

¹ Gospodinjstva so še posebej neprilagodljiva na spremembo cene električne energije. Na to kaže tudi podatek o povprečni življenjski dobi gospodinjstevskih aparatov, ki znaša med 10 in 15 let. Največjo starost med njimi dosežejo hladilniki (Dmitrović et al., 2001, 310).

Na strani ponudbe, torej na strani proizvajalcev električne energije, je možno skladiščenje električne energije s pomočjo zbiranja vode oz. polnjenja akumulacijskih bazenov hidroelektrarn ter črpalnih hidroelektrarn. Pri tem je potrebno opozoriti, da v tem primeru ne gre za skladiščenje končnega proizvoda, torej električne energije, ampak za skladiščenje proizvodnega inputa, ki omogoča takojšnjo proizvodnjo električne energije. Na strani povpraševanja električne energije praktično ni mogoče skladiščiti ali jo kupovati na zalogo. Teoretično edino možno skladiščenje električne energije je s pomočjo akumulatorjev.

Zadnja značilnost, ki je specifična za potrošnjo električne energije, je njeno variiranje. Potrošnja električne energije se z razliko od ostalih dobrin spreminja na letni, tedenski in celo na dnevni osnovi. Poraba električne energije je najvišja v zimskih mesecih, ob delavnikih ter v dnevnem času, medtem ko je najmanjša v poletnih mesecih, ob nedelavnikih in praznikih ter v nočnem času. Visoko porabo električne energije prikazuje premik krivulje povpraševanja po električni energiji na desno (D1), medtem ko nizko porabo električne energije prikazuje premik krivulje povpraševanja na levo (D2) (glej Sl. 1, na str. 6). Temu primerno pa se ustrezno prilagaja proizvodnja s ceno električne energije.

2.2 ANALIZA POTROŠNJE ELEKTRIČNE ENERGIJE V SLOVENIJI

Analiza potrošnje električne energije je razdeljena na tri dele. Prvi del predstavlja analiza letne potrošnje, drugi del analiza mesečne potrošnje, tretji del pa analiza dnevne potrošnje električne energije. Takšno delitev analize potrošnje električne energije narekujeta značilnost gibanja potrošnje ter razpoložljivost javno dostopnih podatkov o gibanju potrošnje električne energije.

2.2.1 Letna potrošnja električne energije v Sloveniji

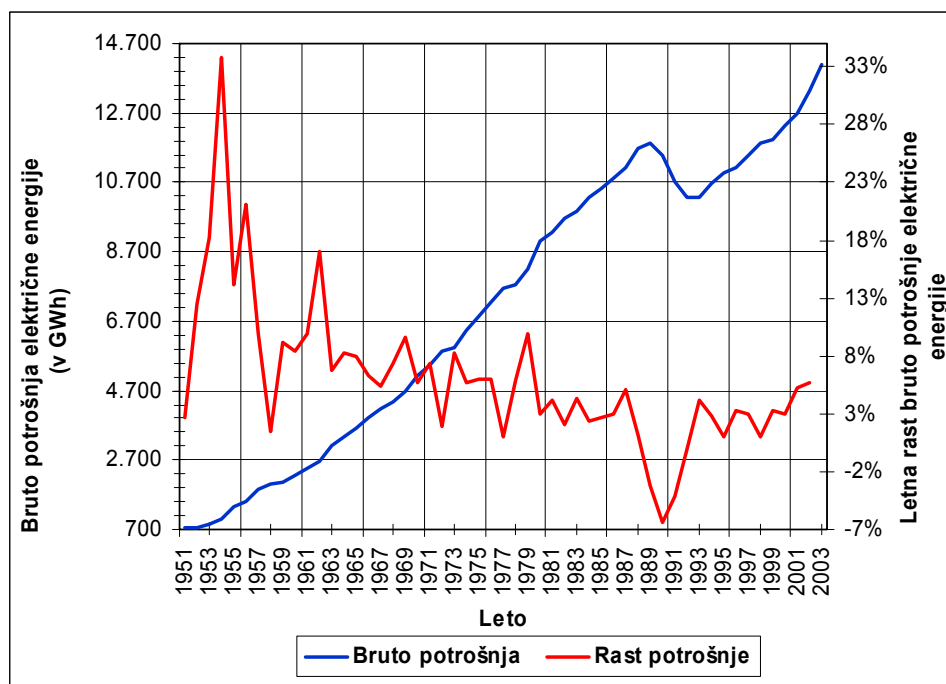
V zadnjem času v slovenskih medijih velikokrat zasledimo trditve, da dosega rast potrošnje električne energije v zadnjih letih nenavadno visoke ravni. Takšnim trditvam nasprotujejo rezultati primerjave pretekle rasti letne potrošnje z rastjo letne potrošnje električne energije v zadnjih nekaj letih, ki kažejo, da je rast letne potrošnje v zadnjih nekaj letih stabilnejša od pretekle rasti letne potrošnje električne energije.

Analiza letne potrošnje je razdeljena na tri obdobja, in sicer na obdobje 1951–1989, na obdobje 1990–1992 in na obdobje 1993–2003. Prvo obdobje prikazuje potrošnjo električne energije od II. svetovne vojne pa praktično vse do osamosvojitve Slovenije. Rast letne potrošnje je nihala med 0% in 34%, v povprečju pa je dosegla 7,77% na leto.² Rezultati linearne regresije kažejo, da se je potrošnja električne energije v obravnavanem obdobju povečevala v povprečju za 292,1 GWh na leto, ob koncu leta 1989 pa je znašala 11.829 GWh oz. 5.919,31 kWh na prebivalca.³

² Letna rast potrošnje električne energije za obdobje t je izračunana na podlagi potrošnje v obdobju t in obdobju $(t-1)$.

³ Metoda statistične napake je pokazala, da je za analizo letne potrošnje električne energije primernejša linearna kot pa eksponentna funkcija, kljub temu da je iz preteklih podatkov možno zaznati rahlo nelinearno gibanje potrošnje električne energije.

Slika 2: Letna potrošnja električne energije z letno rastjo v Sloveniji v obdobju 1951–2003⁴



Vir: Statistični letopis energetskega gospodarstva Republike Slovenije (v nadaljevanju SLEGRS), 2001, str. 166, Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity – Online Data (v nadaljevanju UCTE – Online Data), 2004, str. 1.

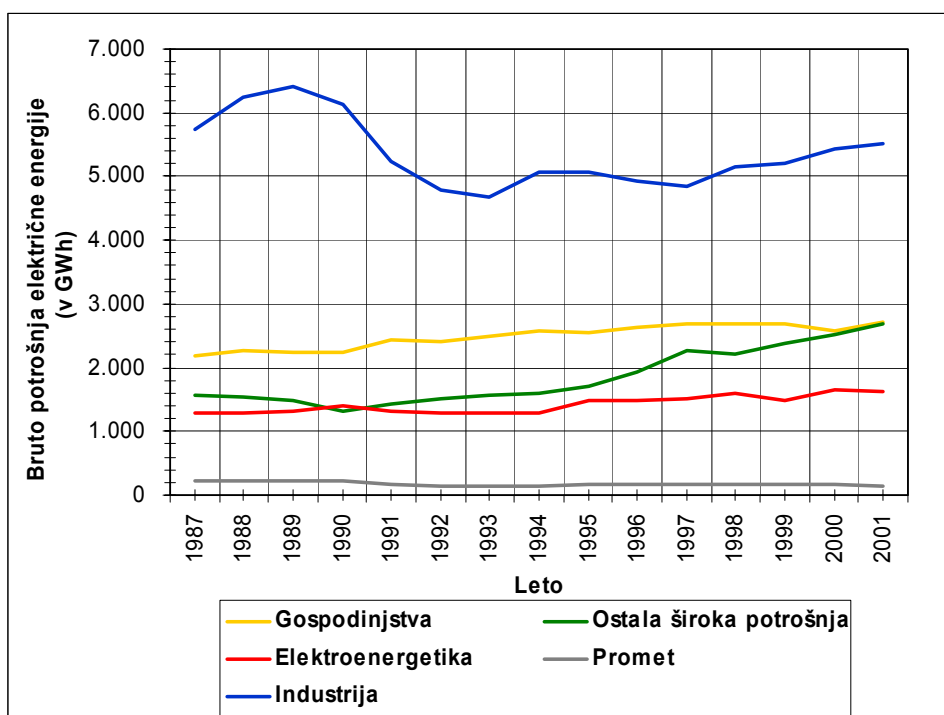
Drugo obdobje prikazuje obdobje tik pred osamosvojitvijo Slovenije in leto po njej, ko je potrošnja prvič v stoletni zgodovini močno upadla. Rast potrošnje električne energije je bila vse do leta 1993 negativna, potrošnja v letu 1993 pa je dosegla raven potrošnje iz leta 1984. Takšen padec potrošnje električne energije je rezultat prestrukturiranja slovenskega gospodarstva z upadanjem proizvodnje težke industrije.

Tretje obdobje zaznamuje obdobje po osamosvojitvi Slovenije, ko je bila rast letne potrošnje električne energije ponovno pozitivna. Potrošnja električne energije se je v obdobju v povprečju poviševala za 384,2 GWh na leto, povprečna letna rast potrošnje pa je znašala 3,24%. Izjemno visoka letna rast potrošnje je bila dosežena v letih 1994, 2002 in 2003, ko je presegla tudi 5,5%. V letu 1999 je bila potrošnja električne energije iz leta 1989 presežena. Konec leta 2003 je letna potrošnja električne energije znašala več kot 14.000 GWh oz. 6.750 kWh na prebivalca.

Zanimiv je tudi prikaz letne potrošnje električne energije po glavnih skupinah porabnikov električne energije. V Sloveniji so porabniki električne energije razdeljeni v pet skupin: gospodinjstva, ostala široka potrošnja, elektroenergetika, promet in industrija.

⁴ Bruto potrošnja električne energije vključuje neto potrošnjo električne energije ter izgube v prenosnem in distribucijskem omrežju.

Slika 3: Razdelitev letne potrošnje električne energije na glavne skupine porabnikov v Sloveniji za obdobje 1987–2001



Vir: SLEGRS, 1987, str. 242, SLEGRS, 1988, str. 238, SLEGRS, 1989, str. 236, SLEGRS, 1990, str. 237, SLEGRS, 1991, str. 234, SLEGRS, 1992, str. 234, SLEGRS, 1993, str. 235, SLEGRS, 1994, str. 234, SLEGRS, 1995, str. 232, SLEGRS, 1996, str. 237, SLEGRS, 1997, str. 225, SLEGRS, 1998, str. 215, SLEGRS, 1999, str. 190, SLEGRS, 2000, str. 161, SLEGRS, 2001, str. 149.

Podatki o potrošnji električne energije različnih skupin porabnikov električne energije za obdobje 1990–2001 potrjujejo, da je glavni in edini razlog za zmanjšanje celotne potrošnje električne energije v obdobju 1990–1992 padec potrošnje električne energije porabnikov iz skupine industrija. Delež industrije v celotni potrošnji električne energije je v obdobju 1990–1992 padel za dobrih osem odstotnih točk. Kljub vsemu si je slovenska industrija v naslednjih letih opomogla. Najvišjo rast porabe so v obdobju po osamosvojitvi Slovenije dosegli porabniki iz skupine ostala široka potrošnja, kar pomeni, da v Sloveniji nadpovprečno raste poslovanje v trgovini, storitvenih dejavnostih, izobraževanju itd. (terciarnih dejavnostih). Prav tako narašča potrošnja porabnikov iz skupine gospodinjstva. Glede na to, da se število prebivalcev v obdobju ni pretirano povečevalo, višja rast potrošnje električne energije skupine gospodinjstva ponazarja povešanje življenjskega standarda prebivalcev Slovenije.⁵ Rast potrošnje porabnikov iz skupin energetika in promet je zanemarljiva.⁶

2.2.2 Mesečna potrošnja električne energije v Sloveniji

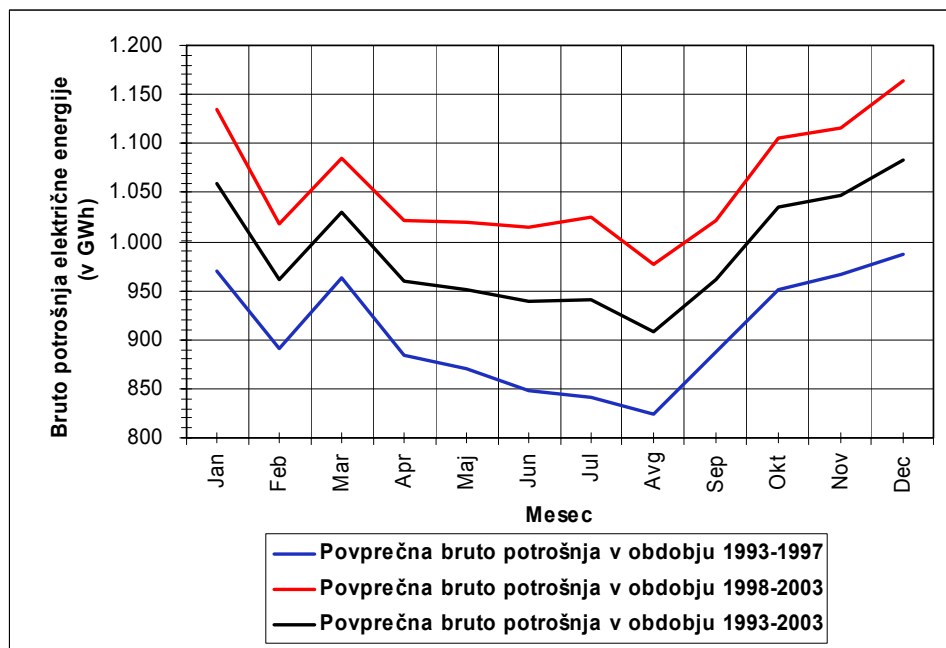
Gibanje mesečne potrošnje oz. višina porabljene električne energije sovпада z letnimi časi. Pozimi (meseci november, december in januar) je poraba električne energije najvišja. Najvišja poraba električne energije je v mesecu decembru, ko so zunanje temperature najnižje. Spomladi in jeseni (meseci februar, marec, april, maj, september in oktober) je poraba električne energije v

⁵ Višja potrošnja električne energije skupine gospodinjstva je lahko posledica novih investicij.

⁶ V skupino energetika je vključena lastna raba elektrarn in drugih energetskih objektov ter izgube prenosnega in distribucijskega omrežja.

primerjavi z zimskimi meseci zaradi nekoliko višjih temperatur nižja. Nižja poraba električne energije je v mesecih, ko temperature zraka že skoraj dosegajo poletne vrednosti. To je v mesecih april in maj. Ekstremno nizka poraba električne energije je tudi v mesecu februarju, kar pa je posledica nižjega števila dni v mesecu. Poleti (meseci junij, julij in avgust) je poraba električne energije najnižja. Najnižja poraba električne energije je v mesecu avgustu, ko večina Slovencev odide na letni dopust.⁷

Slika 4: Analiza mesečne potrošnje električne energije v Sloveniji za obdobje 1993–2003



Vir: SLEGRS, 1993, str. 153, SLEGRS, 1994, str. 152, SLEGRS, 1995, str. 169, SLEGRS, 1996, str. 171, SLEGRS, 1997, str. 163, SLEGRS, 1998, str. 153, SLEGRS, 1999, str. 131, SLEGRS, 2000, str. 129, SLEGRS, 2001, str. 129, UCTE – Online Data, 2004, str. 1.

Krivulja mesečne potrošnje električne energije ima značilno obliko U. Primerjava razmerja med mesecema z minimalno (mesec avgust) ter maksimalno (mesec december) potrošnjo električne energije v obdobju 1993–2003, ki znaša v povprečju 83% in se skozi obdobje ne spreminja, kaže, da bo mesečna krivulja potrošnje električne energije ohranila značilno obliko U. Nekoliko drugačen trend prikazuje primerjava razmerij med potrošnjo električne energije v ostalih mesecih in mesecem z maksimalno potrošnjo električne energije v obdobju 1993–2003, in sicer kaže, da se potrošnja električne energije zmanjšuje v spomladanskih in jesenskih mesecih ter povišuje v poletnih mesecih (predvsem v mesecih junij in julij), medtem ko se razmerja med zimskimi meseci ohranjajo.

Sprememba vzorca gibanja mesečne potrošnje je posledica spremembe vzorcev gibanja potrošnje glavnih skupin porabnikov električne energije. Spremembo vzorcev gibanja mesečne potrošnje električne energije skupin porabnikov potrjuje dejstvo, da se deleži skupin v celotni potrošnji električne energije med leti v obdobju 1993–2001 ne spreminjajo, se pa spreminjajo znotraj leta. Porabniki iz skupin ostala široka potrošnja, industrija in gospodinjstva zmanjšujejo porabo električne energije spomladi in jeseni, medtem ko porabniki iz skupin industrija,

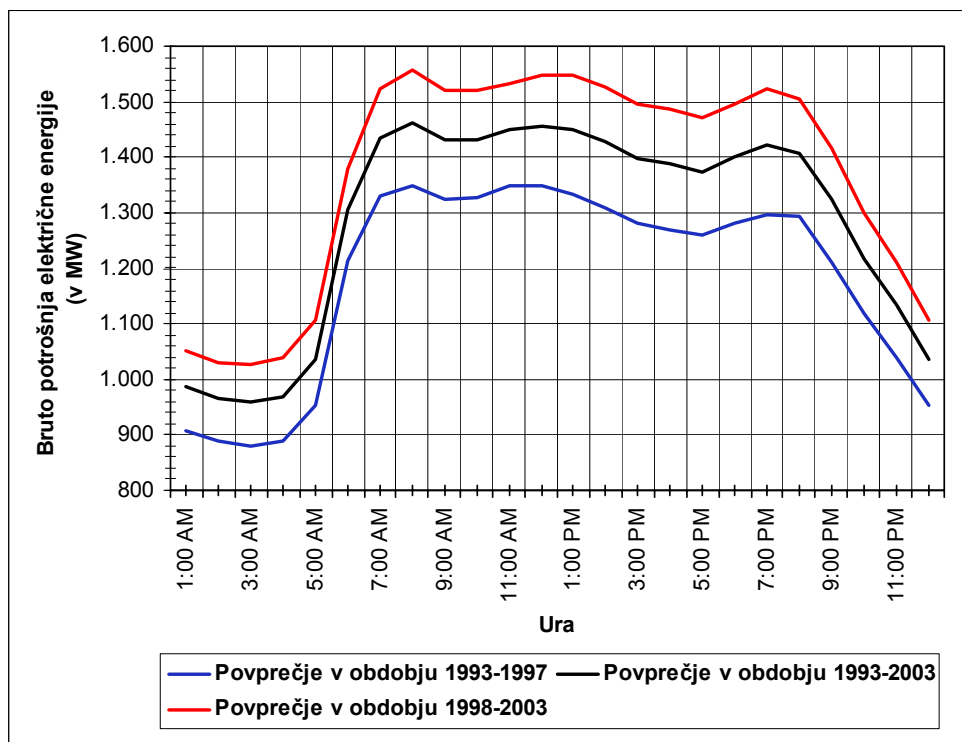
⁷ V državah, ki ležijo južneje od Slovenije, imajo najvišjo porabo električne energije ravno v poletnih mesecih, ko je uporaba klimatskih naprav najvišja.

gospodinjstva in promet povišujejo potrošnjo v poletnih mesecih. Najvišji delež porabe v poletnih mesecih imata skupini industrija in gospodinjstva, najnižji pa skupina energetika, kar je posledica rednih letnih remontov elektrarn. Vzrokov za spremembo vzorcev gibanja mesečne potrošnje skupin porabnikov električne energije je lahko več, in sicer rast povprečnih temperatur spomladi, poleti in jeseni, večja uporaba klimatskih naprav v poletnih mesecih, večja uporaba javnega prometa v času poletnih počitnic itd. Spremembe vzorcev gibanja potrošnje skupin porabnikov kažejo, da bo krivulja mesečne potrošnje električne energije v določeni meri ohranila značilno obliko U, ki pa se bo z leti sploščila. Izjema bo le mesec avgust.⁸

2.2.3 Dnevna potrošnja električne energije v Sloveniji

Potrošnja električne energije se spreminja tudi znotraj dneva. Gibanje dnevne potrošnje prikazuje t.i. dnevni diagram potrošnje (angl. load curve).⁹ Zanj je značilna oblika narobe obrnjenega U. Potrošnja električne energije je nizka v nočnih urah, med enajsto uro zvečer in četrto uro zjutraj, medtem ko je visoka v dnevnih urah, med sedmo uro zjutraj in deveto uro zvečer. Tekom dneva se v Sloveniji pojavijo tri konice porabe (obremenitve). Te so med sedmo in deveto uro zjutraj, okoli opoldneva ter med šesto in deveto uro zvečer.

Slika 5: Dnevni diagram potrošnje električne energije v Sloveniji v obdobju 1993–2003



Vir: SLEGRS, 1993, str. 198–221, SLEGRS, 1994, str. 197–220, SLEGRS, 1995, str. 195–218, SLEGRS, 1996, str. 200–223, SLEGRS, 1997, str. 190–213, SLEGRS, 1998, str. 180–202, UCTE – Online Data, 2004, str. 1.

⁸ Trditev temelji na predpostavki, da se dopustniške preference Slovencev ne bodo spremenile.

⁹ Ponekod je dnevni diagram potrošnje poimenovan tudi kot diagram dnevne obremenitve. V strokovni literaturi je dnevna poraba električne energije prikazana tudi z Rossandrovo krivuljo, ki prikazuje po velikosti urejen dnevni diagram potrošnje električne energije (Sajovic et al., 1989, str. 2). Takšna opredelitev dnevne potrošnje električne energije za simulacijski model trga z električno energijo ni primerna z vidika tehnične možnosti spremembe urnih, razpoložljivih, proizvodnih kapacitet. Omenjena problematika je podrobneje razložena v poglavju 3. Proizvodnja električne energije.

Rezultati analize dnevne potrošnje električne energije za obdobje 1993–2003 kažejo na naslednje značilnosti gibanja dnevne potrošnje:

1. Tipična oblika dnevnega diagrama potrošnje električne energije se spreminja

Rast porabe v dopoldanskem času se v primerjavi z rastjo v popoldanskem času zmanjšuje, kar pomeni, da se relativno bolj povišuje potrošnja električne energije v popoldanskem času kot pa v dopoldanskem času. Podatki kažejo, da se najbolj zmanjšuje rast potrošnje med šesto in sedmo uro zjutraj, medtem ko se potrošnja najbolj povišuje med šesto in osmo uro zvečer. Omenjena trditev velja praktično za vse mesece v letu. Izjema so le poletni meseci, v katerih se relativno bolj povišuje potrošnja v nočnem času.

2. Oblika dnevnega diagrama se med letom spreminja

Mesečni dnevni diagrami se med seboj razlikujejo po svoji velikosti in obliki. Razmerje med dnevno in nočno porabo električne energije je največje v zimskih mesecih, ko je tudi poraba električne energije najvišja. Značilnost zimskih dnevnih diagramov so tudi neizrazite konice porabe. V teh mesecih je poraba v dnevnem času stabilna, izjema je le tretja ura popoldan, ko potrošnja električne energije nekoliko upade. Na drugi strani imajo poletni meseci najmanjše razmerje med dnevno in nočno potrošnjo električne energije. Tudi v teh mesecih je poraba električne energije v dnevnem času konstantna, čeprav so konice porabe (obremenitve) v primerjavi z zimskimi dnevnimi diagrami bolj izrazite. Značilnost poletnih mesecev je tudi močan upad potrošnje električne energije po tretji uri popoldan. Spomladanski in jesenski meseci se po svoji velikosti uvrščajo med zimske in poletne mesece. Za njih so značilne izrazite konice obremenitve. Med njimi je najbolj izrazita popoldanska konica med šesto in osmo uro zvečer.

3. Oblika dnevnega diagrama za delavnike in nedelavnike oz. praznike je različna

Potrošnja električne energije je višja ob delavnikih kot nedelavnikih, pri katerih je poraba električne energije ob sobotah višja kot ob nedeljah. Rezultati analize dnevne potrošnje električne energije kažejo, da se razlikuje tudi oblika dnevnega diagrama potrošnje za delavnike in nedelavnike. Najbolj nestabilna potrošnja električne energije je v nedeljo. Potrošnja ima dve izraziti konici, to sta med deseto in dvanajsto uro dopoldan ter med šesto in deseto uro zvečer. Na drugi strani je v primerjavi z nedeljsko potrošnjo najbolj stabilna potrošnja ob delavnikih. Sobotna potrošnja se po obliki in velikosti nahaja med krivuljama nedeljske potrošnje in potrošnje ob delavnikih.

Dnevni diagram potrošnje izrazito opisuje življenje oz. navade ljudi ter okolje, v katerem živijo. Potrošnja električne energije je visoka pozimi, med delavniki in v dnevnem času, ko ljudje hodijo v službo in se v prostem času zadržujejo doma, ter nizka poleti, med nedelavniki in v nočnem času, ko ljudje spijo ali ko svoj prosti čas namenijo izletom in letnim dopustom.

2.3 NAPOVED POTROŠNJE ELEKTRIČNE ENERGIJE

Napoved potrošnje električne energije je bila v preteklosti pomembna le pri odločanju o bodočih investicijah v elektroenergetski sistem, pri čemer so tehnične odločitve prevladoval nad ekonomskimi. Razlog za takšno investicijsko odločanje je bil posledica pretekle značilnosti trga z električno energijo, ko je bila večina elektroenergetskih objektov v državni lasti. Prvo pravilo, ki je na takratnem trgu z električno energijo veljalo, je stoodstotno pokrivanje potrošnje

električne energije. V primeru, ko je povpraševanje po električni energiji raslo nad pričakovanji, so zgradili takšne elektrarne, ki jih je bilo možno zgraditi v najkrajšem roku.¹⁰ V primeru, ko je potrošnja električne energije rasla pod pričakovanji, se je elektrogospodarstvo znašlo z odvečnimi proizvodnimi kapacitetami, ki pa jih bo oz. je zapolnila bodoča potrošnja (Demand Forecasting for Electricity, 2003). Ne glede na rast ali padec potrošnje električne energije, pa je celotno gospodarstvo države plačevalo visoko ceno na kWh električne energije, zaradi solidarnega pokrivanja izgub odvečnih proizvodnih kapacitet.

Danes se je situacija popolnoma obrnila. Z uvajanjem tržne miselnosti je cena električne energije, kot primarni input vsem proizvodnim procesom, postala vse bolj pomembna. Pojavile so se težnje po minimiziranju proizvodnih stroškov, uvajanju konkurence ter privatizacije elektrogospodarskih objektov, med drugim tudi v Sloveniji. Odvečne proizvodnje kapacitete so postale nezaželene, saj zaradi konkurence ni več možno oz. zaželeno pokrivanje fiksnega dela stroškov neobratujočih elektrarn z letnimi prihodki obratujočih elektrarn.¹¹ Ekstremen primer takšnega obnašanja so ZDA, ki so šle že tako daleč, da vsakršno nepričakovano povišanje potrošnje električne energije ali nepričakovan izpad elektroenergetskega objekta vodita do elektroenergetskih mrkov.

Napoved potrošnje električne energije je danes potrebna iz več vidikov, in sicer za (Labys, 1999, str. 40, Demand Forecasting for Electricity, 2003, Forecast of Electricity Demand for the 5th Pacific Northwest Conservation and Electric Power Plan, 2002):

1. Planiranje velikosti bodočih proizvodnih kapacitet

Z napovedjo potrošnje električne energije glede na velikost dejansko razpoložljivih proizvodnih kapacitet v elektroenergetskem sistemu se lahko predvidi potrebo po novih proizvodnih kapacitetah.

2. Časovno planiranje izgradnje bodočih proizvodnih kapacitet

Z napovedjo potrošnje električne energije je možno ugotoviti, kdaj razpoložljive proizvodne kapacitete ne bodo zadostovale za pokrivanje potreb po električni energiji. Glede na dinamiko investiranja oz. izgradnjo elektroenergetskih objektov lahko določimo skrajni rok, ki je primeren za pričetek izgradnje izbranega elektroenergetskega objekta.

3. Določanje proizvodnih stroškov in s tem cene električne energije

V primeru, ko so napovedi potrošnje električne energije preveč optimistične in ko proizvodnja ne more pokriti celotne potrošnje električne energije, se pojavijo elektroenergetski mrki. Cena električne energije bi v tem času zrasla. Po drugi strani, ko so napovedi preveč pesimistične, se pojavijo odvečne proizvodne kapacitete, ki povišujejo ceno električne energije preko stroškov zaprtja elektrarn ali pokrivanja fiksnih stroškov elektrarn na manjšo proizvedeno količino električne energije. V obeh primerih pride do dviga proizvodnih stroškov ter cene električne energije, ki jih v končni fazi plačajo porabniki električne energije, zato je potreba po podrobnejši napovedi zaželeno.

4. Visoko kapitalsko intenzivne panoge

Za elektroenergetske objekte je značilna visoka kapitalska intenzivnost. Pri proizvodnji električne energije elektrarne ne potrebuje veliko delavcev, še manj pa v primeru, ko so le-te

10 Ponavadi so bile to plinske termoelektrarne. Za njih so značilni nizki investicijski izdatki (fiksni stroški) ter visoki obratovalni stroški (variabilni stroški).

11 Izjemen primer so proizvodne kapacitete, ki služijo kot rezerva v elektroenergetskem sistemu.

daljinsko vodene. Problem kapitalno intenzivnih panog je dolga doba vračanja investiranih sredstev, saj so investicijska vlaganja mnogo višja v primerjavi z delovno intenzivnimi panogami. S kapitalno intenzivnostjo panoge raste tudi njena »neprilagodljivost«, saj so investicije v elektroenergetskem sistemu zelo specifične in jih je nemogoče uporabljati za druge namene oz. v drugih panogah. Prenos kapitala je praktično nemogoč, zato je potreba po točnejšemu planiranju toliko bolj izrazita.

5. Planiranje izvajanja programov racionalne rabe električne energije (angl. demand-side management)

Programi racionalne porabe električne energije so noviteta v elektroenergetskih sistemih, zato so le-ti podrobneje obrazloženi v poglavju 2.4 Racionalna raba električne energije.

2.3.1 Modeli napovedovanja potrošnje električne energije

Napovedovanje pomeni predvideti, kaj se bo zgodilo v prihodnosti – naslednji dan, teden, mesec, leto, desetletje itd. Točnost napovedovanja zahteva kvalitetne podatke, uporabo primerne metode napovedovanja ter znanje za interpretacijo podatkov. Natančnost napovedi je odvisna predvsem od možnosti prenašanja vzorcev obnašanja oz. gibanja spremenljivke iz preteklosti v prihodnost (Studenmund, 1995, str. 4).

Napovedovanje sestavlja več korakov oz. faz, in sicer: določitev opazovane spremenljivke in cilj napovedi, zbiranje podatkov za potrebo modela napovedovanja, analiza in korekcija podatkov v primeru nekonsistentnosti zbranih podatkov, izbira modela napovedovanja ter testiranje rezultatov modela napovedovanja (Al-Alawi, Islam, 1996, str. 142, Burns, 1984, str. 1439, Mitchell, Park, Labrune, 1986, str. 4). Izmed zgoraj naštetih faz je najpomembnejša faza izbire modela napovedovanja.

Za napovedovanje potrošnje električne energije se uporabljajo različne metode napovedovanja, in sicer:

1. Metoda časovnega trenda (angl. time-trend method)

Metoda časovnega trenda iz preteklih podatkov o gibanju potrošnje električne energije izračuna trend, ki je osnova za izračun potrošnje električne energije v prihodnosti. Prednosti metode so naslednje: enostavnost uporabe, majhna potreba po statističnem znanju, hiter izračun napovedi, stroškovna sprejemljivost, potrebna minimalna časovna serija podatkov. Slabost metode je neupoštevanje odvisnosti napovedi od drugih spremenljivk, kot npr. demografskih, ekonomskih, političnih, razen časovne komponente (A Guide to Electricity Forecasting Methodology, 1986, Demand Forecasting for Electricity, 2003). Metoda je uporabna v primeru majhnih časovnih serij vhodnih podatkov ter v primeru kratkoročnega napovedovanja. To metodo napovedovanja deloma uporabljajo v slovenskem elektroenergetskem sistemu.

2. Metoda časovnih vrst (angl. time-series method)

Metoda časovnih vrst napoveduje potrošnjo električne energije na podlagi preteklega vzorca gibanja spremenljivke (npr. sezonskega nihanja spremenljivke) ter trenda spremenljivke. Prednosti metode so: vključevanje preteklih vzorcev gibanja potrošnje električne energije, stroškovna sprejemljivost, potrebna minimalna časovna serija podatkov o preteklih vrednostih spremenljivke, vključevanje analize tveganja napovedi. Slabosti metode so: ne vključevanje

odvisnosti napovedi od drugih spremenljivk, ne vključevanje analize natančnosti napovedi, vprašljivost ponavljanja preteklih vzorcev gibanja spremenljivke v prihodnosti (A Guide to Electricity Forecasting Methodology, 1986, Demand Forecasting for Electricity, 2003). Metoda je uporabna v primeru napovedovanja dnevnih diagramov potrošnje električne energije.

3. Metoda ocene informiranega strokovnjaka (angl. expert-informed method)

Metoda temelji na oceni strokovnjaka s področja raziskovanja in se ne zanaša na podatke o preteklem gibanju potrošnje električne energije. Prednosti metode so: vključevanje razpoložljivega strokovnega znanja, stroškovna sprejemljivost. Slabosti metode so: nekonsistentnost napovedi različnih strokovnjakov, neznana osnova za napovedovanje, javna nedostopnost znanja strokovnjakov, obstajanje možnosti pristranske napovedi (A Guide to Electricity Forecasting Methodology, 1986). Metoda je uporabna v primeru, ko podatki o preteklem gibanju potrošnje električne energije niso na voljo ali ne obstajajo, ko so druge metode napovedovanja neučinkovite in ko služi za oceno natančnosti napovedi, dobljenih preko drugih metod napovedovanja. Takšno metodo napovedovanja, združeno z metodo časovnega trenda, uporabljajo v slovenskem elektroenergetskem sistemu.

4. Metoda identitete (angl. identity method)

Metoda identitete je sestavljena iz treh delov. Prvi del predstavlja napoved faktorjev obremenitve (angl. load factor), drugi del predstavlja napoved potrošnje električne energije, tretji del pa razmerje med njima. Vhodni podatki, ki jih metoda pri napovedi potrebuje, so: napoved potrošnje električne energije za leto napovedovanja, ki je rezultat drugih metod napovedovanja, napoved faktorjev obremenitve za leto napovedovanja, ki izhajajo iz analize preteklega gibanja faktorjev, popravljenih glede na pričakovana bodoča gibanja ali pa so rezultat drugih metod napovedovanja. Prednosti metode so: uporaba drugih metod napovedovanja, enostavnost uporabe metode. Slabosti metode so: naraščanje nenatančnosti napovedi z uporabo drugih metod napovedovanja (Cullen, 1999, str. 11–12).

5. Metoda končne porabe (angl. end-use method)

Napoved potrošnje električne energije po metodi predstavlja agregatno potrošnjo električne energije, sestavljeno iz seštevka vseh individualnih povpraševanj uporabnikov. Takšno napoved potrošnje električne energije sestavlja napoved potrošnje električne energije gospodinjstev, industrije, trgovine itd. Prednosti metode so: osredotočenje na dejanske porabnike električne energije, lažje ugotavljanje natančnosti napovedi. Slabosti metode so: potreba po detajlnih vhodnih podatkih, stroškovna in časovna neučinkovitost, zahteva dodatna statistična in tehnološka znanja, vprašljivost natančnosti metode v daljšem časovnem obdobju (A Guide to Electricity Forecasting Methodology, 1986, Demand Forecasting for Electricity, 2003). Metoda je primerna v primerih napovedovanja potrošnje električne energije gospodinjstev, kjer raziskovalci zajamejo v model napovedovanja naslednje spremenljivke: dohodek družine, način ogrevanja, število članov v družini, demografske karakteristike članov družine, število, starost in energetska učinkovitost gospodinjskih aparatov, potrošniške preference in možnosti racionalne rabe električne energije, klima okolja itd. (Andersson, Damsgaard, 1994, str. 2–3, Miller, 2001, str. 4, Jeeninga, 1999, str. 2–3).

6. Ekonometrične metode (angl. econometric method)

Ekonometrična metoda napoveduje potrošnjo električne energije kot odvisno spremenljivko na podlagi drugih neodvisnih spremenljivk, kot so število prebivalcev, zaposlenost, dohodek, klima, število elektrotehničnih aparatov itd. Ekonometrično metodo predstavlja enačba, ki povezuje potrošnjo električne energije z ostalimi spremenljivkami. Predstavlja eno izmed najtežjih metod napovedovanja. Prednosti metode so: vključevanje odvisnosti napovedi potrošnje električne energije od drugih spremenljivk, omogoča statističen izračun pravilnosti napovedi, omogoča vključevanje drugih metod napovedovanja, kot npr. metodo končne porabe in metodo časovnih vrst. Slabosti metode so: potreba po dodatnem statističnem in računalniškem znanju, zahteva dolgo časovno serijo detajlnih vhodnih podatkov (A Guide to Electricity Forecasting Methodology, 1986, Demand Forecasting for Electricity, 2003). V praksi najdemo enostavne ekonometrične modele, kot je npr. napoved potrošnje s Cobb-Douglasovo funkcijo, pa tudi zelo kompleksne ekonometrične modele, kjer se napoved potrošnje električne energije prepleta z modelom proizvodnje električne energije ter modeli potrošnje in ponudbe drugih energentov. Takšen model je ameriški model napovedovanja potrošnje električne energije. (Hirschhausen, Andres, 2000, str. 7, Eynon et al., 2001, str. 9–47).

2.3.2 Izbira modela napovedovanja

Izbira modela napovedovanja potrošnje električne energije je odvisna od naslednjih dejavnikov:

- namena napovedi in njene uporabnosti,
- želene natančnosti napovedi modela,
- možnosti pridobitve vhodnih podatkov in dolžine časovne serije podatkov,
- možnosti vključitve preteklih vzorcev gibanja spremenljivke v njeni napovedi,
- časa oz. hitrosti pridobitve rezultatov modela napovedovanja ter stroška napovedovanja,
- možnosti nadgradnje modela napovedovanja in možnosti ponovitve napovedi,
- možnosti vključevanja racionalne rabe električne energije ter
- enostavnosti izračuna napovedi oz. potrebe po dodatnem tehničnem in statističnem znanju.

V primeru izgradnje simulacijskega modela trga z električno energijo je potrebna napoved potrošnje električne energije oz. napoved dnevnih diagramov potrošnje električne energije. Razlog za takšno odločitev narekuje nekonstantnost potrošnje električne energije tekom dneva, tedna in leta ter nezmožnost skladiščenja električne energije. Glede na to, da mora proizvodnja električne energije, domača ali tuja, v vsakem trenutku pokriti celotno potrošnjo po električni energiji, se praktično vsako uro spreminja zasedenost proizvodnih kapacitet elektroenergetskih objektov, s tem pa tudi tržna cena električne energije ter donos oz. dobiček proizvodnih enot.

Natančnost napovedi potrošnje električne energije je odvisna od namena simulacijskega modela trga z električno energijo. V primeru, da je simulacijski model namenjen uporabi za kratkoročne napovedi obratovanja elektrarn in cene električne energije, je potrebna visoka natančnost napovedi potrošnje električne energije. Glede na to, da je namen magistrskega dela zgraditi simulacijski model trga z električno energijo, ki bo primeren predvsem za dolgoročno napovedovanje obratovanja elektrarn, cene električne energije, možnosti vključitve in donosnosti

bodočih proizvodnih kapacitet elektroenergetskega sistema, je potreba po natančnosti napovedi manjša. Simulator trga z električno energijo bo odražal dejansko stanje trga z električno energijo v primeru, če napovedana potrošnja odstopa od dejanske potrošnje električne energije v povprečju za manj kot ± 30 MW na uro.¹² Tudi v primeru, če bo napoved potrošnje odstopala od dejanske potrošnje električne energije za več kot ± 30 MW ob določenih urah, natančnost napovedi potrošnje električne energije ne bo bistveno vplivala na rezultate simulacijskega modela trga z električno energijo.

Podatki o dnevni potrošnji električne energije za delavnike so javno dostopni od leta 1987 dalje, pa še to za vsako tretjo sredo v mesecu. Zaradi obdobja prestrukturiranja slovenskega gospodarstva, ko je potrošnja električne energije nepričakovano padla, so podatki o dnevni potrošnji električne energije za delavnike uporabni le od leta 1993 dalje. Podatke o dnevni potrošnji električne energije za nedelavnike je možno dobiti le za vsak tretji vikend v mesecu za leto 2000. Dejstvo, ki se kaže v analizi letne potrošnje od leta 1951 dalje in dnevne potrošnje od leta 1987 dalje, je, da se vrednost letne rasti potrošnje ohranja, deloma pa tudi vzorec mesečne in dnevne porabe električne energije.¹³ Problem se pojavi pri pridobitvi vhodnih podatkov neodvisnih spremenljivk, ki neposredno in posredno določajo potrošnjo električne energije. Na letni in mesečni osnovi je možno pridobiti podatke o temperaturi zraka, BDP, številu prebivalcev, medtem ko podatkov za omenjene spremenljivke na dnevni oz. urni osnovi praktično ni možno pridobiti. Nerealno pa je pričakovati, da je možno pridobiti urne podatke o uporabi elektroenergetske opreme z njihovo energetsko učinkovitostjo itd. Pri dolgoročni napovedi potrošnje električne energije se postavlja vprašanje smiselnosti napovedi potrošnje električne energije v odvisnosti od drugih spremenljivk, saj se v zadnjem času spreminjajo klimatske razmere, napovedi rasti BDP pa se spreminjajo iz meseca v mesec.

Na napoved potrošnje električne energije vplivajo spremenljivke, kot npr. preference porabnikov električne energije, narodnogospodarska gibanja, klimatske razmere, katerih kratkoročno niti dolgoročno ni možno predvideti. Zato je napoved potrošnje električne energije smiselno dopolnjevati z novimi vhodnimi podatki ter jo obnavljati vsako četrletje ali leto. Glede na to, da natančnost napovedi potrošnje električne energije vpliva neposredno na natančnost rezultatov simulacijskega modela trga z električno energijo, s tem pa na natančnost napovedi cene električne energije, ki predstavlja pomemben podatek obstoječim energetskim objektom pri sklepanju bilateralnih pogodb, borznim posrednikom oz. trgovcem z električno energijo pri sklepanju terminskih pogodb, v končni fazi pa tudi gospodarstvu pri planiranju letnega poslovnega izida, je informacija o bodočem gibanju potrošnje električne energije vsekakor dobrodošla v najkrajšem možnem času. Prav zaradi nadgrajevanja modela napovedovanja in obnavljanja rezultatov napovedi pa mora biti metoda napovedovanja potrošnje električne energije tudi stroškovno upravičena.

12 30 MW predstavlja ravno moč ene hidroelektrarne ali moč najmanjšega agregata termoelektrarne v slovenskem elektroenergetskem sistemu. Zato sprememba moči za manj kot 30 MW ne bi vplivala na vklop ali izklop agregata, temveč na zmanjšanje ali povečanje njegove delovne moči.

13 Spremembi, ki se pojavljata v vzorcu potrošnje električne energije sta višja rast potrošnje v poletnih mesecih, zaradi povišane uporabe klimatskih naprav, ter višja rast potrošnje v popoldanskem času z bolj izrazitimi popoldanskimi koničnimi obremenitvami, kar je posledica spremembe življenjskih navad potrošnikov.

Na podlagi zgoraj omenjenih potreb je bila za napovedovanje potrošnje električne energije izbrana metoda časovnih vrst.

2.3.3 Delovanje programskega paketa CB Predictor

Napoved potrošnje električne energije je bila izvedena s pomočjo programskega paketa CB Predictor, ki predstavlja del večjega programskega paketa za analizo tveganja Crystal Ball. Programski paket CB Predictor je namenjen izključno napovedovanju spremenljivk po metodi časovnih vrst. Uporaba programskega paketa je enostavna. Za izračun napovedi spremenljivke potrebuje le podatke o preteklem gibanju spremenljivke. Program na podlagi že vgrajenih metod napovedovanja in statistične napake napovedi določi optimalno vrsto metode napovedovanja, katera je osnova za izračun bodočih vrednosti spremenljivke. Program rezultate napovedi nato uvozi v programski paket Excel, kar še dodatno povišuje uporabnost omenjenega programskega paketa.

CB Predictor ima vgrajenih osem standardnih metod napovedovanja na podlagi časovnih vrst, in sicer (Werckman et al., 2001, str. 41–48, Winston, 1994, str. 1256–1269):

1. Metodo enojnega drsečega povprečja (angl. single moving average)

Metoda na podlagi preteklih podatkov spremenljivke s pomočjo povprečij določi njeno prihodnje gibanje. Napoved vrednosti spremenljivke izračuna s pomočjo naslednje formule:

$$f_{t,1} = \text{povprečje zadnjih } N \text{ opazovanj} = \text{povprečje } x_t, x_{t-1}, x_{t-2}, \dots, x_{t-N+1},$$

kjer x_t predstavlja opazovano vrednost spremenljivke v obdobju t , $f_{t,1}$ predstavlja napoved spremenljivke za obdobje $t+1$, N pa predstavlja parameter števila opazovanj.¹⁴ Metoda je primerna v primeru variiranja vrednosti spremenljivke okoli njene osnovne vrednosti, medtem ko ni primerna v primeru trenda ali sezonskega gibanja spremenljivke.

2. Metodo dvojnega drsečega povprečja (angl. double moving average)

V tem primeru program aplicira metodo drsečih povprečij dvakrat, prvič na primarnih vhodnih podatkih, drugič pa na rezultatih metode enojnega drsečega povprečja. Napoved vrednosti spremenljivke je izračunana na podlagi naslednje formule:

$$f_{t,1} = 2 * f(1)_{t,1} - f(2)_{t,1} + \frac{2}{N-1} * (f(1)_{t,1} - f(2)_{t,1}),$$

kjer $f(1)_{t,1}$ predstavlja drseče povprečje opazovanj s parametrom N , $f(2)_{t,1}$ pa predstavlja drseče povprečje $f(t)_{t,1}$ s parametrom N . Metoda je primerna v primeru trenda, medtem ko ni primerna v primeru sezonskega gibanja vrednosti spremenljivke.

3. Metodo enojnega eksponentnega glajenja (angl. single exponential smoothing)

Metoda deluje na principu drsečih povprečij, s tem da preteklim vrednostim spremenljivke določi ustrezne uteži oz. ponderje. Najvišje vrednosti uteži imajo tiste vrednosti spremenljivke, ki so bližje sedanjosti. Napoved uporablja naslednjo formulo:

$$f_t = \alpha * x_t + (1 - \alpha) * f_{t-1},$$

kjer f_t predstavlja napoved vrednosti spremenljivke za obdobje t , x_t predstavlja zadnjo opazovano vrednost spremenljivke v obdobju t , α pa predstavlja konstanto glajenja z

14 CB Predictor določi vrednost N tako, da je statistična napaka napovedi najmanjša.

vrednostjo med 0 in 1. Metoda je primerna v primeru nihanja vrednosti spremenljivke okoli osnovne vrednosti, ni pa primerna v primeru trenda in sezonskega gibanja vrednosti spremenljivke.

4. Holtovo metodo dvojnega eksponentnega glajenja (angl. Holt's double exponential smoothing)

V tem primeru program aplicira metodo enojnega eksponentnega glajenja dvakrat. Prvič na primarnih vhodnih podatkih, drugič pa na rezultatih metode enojnega eksponentnega glajenja. Pri izračunu metoda uporablja naslednji formuli:

$$\begin{aligned} f(1)_t &= \alpha * x_t + (1 - \alpha) * f(1)_{t-1} \\ f(2)_t &= \beta * f(1)_t + (1 - \beta) * f(2)_{t-1} \end{aligned}$$

kjer $f(2)_t$ predstavlja dvojno eksponentno glajenje za obdobje t , $f(1)_t$ predstavlja enojno eksponentno glajenje vrednosti spremenljivke za obdobje t , α in β pa predstavljata konstanti glajenja z vrednostma med 0 in 1. Metoda je primerna v primeru trenda, medtem ko ni primerna v primeru sezonskega nihanja spremenljivke.

5. Metodo glajenja z enakomernim sezonskim nihanjem (angl. seasonal, additive smoothing)

Metoda izračuna napoved na podlagi metode enojnega eksponentnega glajenja ter sezonskih indeksov, ki so izračunani iz preteklih vrednosti spremenljivke, pri čemer napoved, dobljeno po metodi enojnega eksponentnega glajenja, popravi za sezonska nihanja spremenljivke. Pri izračunu uporablja naslednje formule:

$$\begin{aligned} L_t &= \alpha * (x_t - S_{t-s}) + (1 - \alpha) * L_{t-1} \\ S_t &= \gamma * (x_t - L_t) + (1 - \gamma) * S_{t-s} \\ f_{t,m} &= L_t + S_{t+m-s} \end{aligned}$$

kjer L_t predstavlja napoved gibanja okoli osnovne vrednosti spremenljivke za obdobje t , S_t predstavlja napoved sezonskega vpliva na vrednost spremenljivke, $f_{t,m}$ predstavlja napoved za obdobje $t+m$, s predstavlja dolžino sezone, $t+m$ določa leto napovedi, α in γ pa predstavljata konstanti glajenja z vrednostma med 0 in 1. Metoda je uporabna v primeru, ko se ponavljajo pretekli vzorci sezonskega nihanja spremenljivke ter v primeru ko nimamo trenda.

6. Metodo glajenja z neenakomernim sezonskim nihanjem (angl. seasonal, multiplicative smoothing)

Metoda deluje na isti način kot predhodna metoda, razlika je le v spremenljivosti sezonskega nihanja. Metoda uporablja pri izračunu naslednje formule:

$$\begin{aligned} L_t &= \alpha * \left(\frac{x_t}{S_{t-s}} \right) + (1 - \alpha) * L_{t-1} \\ S_t &= \gamma * \left(\frac{x_t}{L_t} \right) + (1 - \gamma) * S_{t-s} \\ F_{t+m} &= L_t * S_{t+m-s} \end{aligned}$$

Metoda je uporabna v primeru, ko se spreminja sezonsko nihanje spremenljivke, medtem ko ni primerna v primeru trenda.

-
7. Holtovo in Winterjevo metodo glajenja z enakomernim sezonskim nihanjem (angl. Holt-Winters' additive seasonal smoothing)

Metoda predstavlja nadgradnjo metode glajenja z enakomernim sezonskim nihanjem, in sicer metoda v napovedi upošteva tudi trend gibanja spremenljivke. Pri izračunu uporablja naslednje formule:

$$\begin{aligned}L_t &= \alpha * (x_t - S_{t-s}) + (1 - \alpha) * (L_{t-1} + T_{t-1}) \\T_t &= \beta * (L_t - L_{t-1}) + (1 - \beta) * T_{t-1} \\S_t &= \gamma * (x_t - L_t) + (1 - \gamma) * S_{t-s} \\f_{t,m} &= L_t + m * T_t + S_{t+m-s}\end{aligned},$$

kjer T_t predstavlja napoved vpliva trenda na vrednost spremenljivke, β pa predstavlja konstanto glajenja z vrednostjo med 0 in 1.

8. Holtovo in Winterjevo metodo glajenja z neenakomernim sezonskim nihanjem (angl. Holt-Winters' multiplicative seasonal smoothing)

Metoda predstavlja nadgradnjo metode glajenja z neenakomernim sezonskim nihanjem, katero nadgradi z upoštevanjem trenda spremenljivke. Pri izračunu uporablja naslednje formule:

$$\begin{aligned}L_t &= \alpha * \left(\frac{x_t}{S_{t-s}}\right) + (1 - \alpha) * (L_{t-1} + T_{t-1}) \\T_t &= \beta * (L_t - L_{t-1}) + (1 - \beta) * T_{t-1} \\S_t &= \gamma * \left(\frac{x_t}{L_t}\right) + (1 - \gamma) * S_{t-s} \\F_{t+m} &= (L_t + m * T_t) * S_{t+m-s}\end{aligned}.$$

Programski paket CB Predictor napove vrednosti spremenljivke na podlagi vseh zgoraj naštetih metod ter za vsako od njih izračuna statistično napako napovedi.¹⁵ Na koncu poda rezultate napovedi tiste metode, ki ima najmanjšo statistično napako napovedi oz. ki daje najbolj točne napovedi vrednosti spremenljivke.

2.3.4 Vhodni podatki in rezultati napovedi programskega paketa CB Predictor

2.3.4.1 Vhodni podatki

Za potrebe napovedi potrošnje električne energije so bili zbrani podatki o dnevni potrošnji električne energije za delavnike (za vsako tretjo sredo v mesecu) za obdobje 1987–2003 in o dnevni potrošnji električne energije za nedelavnike (za vsako tretjo soboto in nedeljo v mesecu) za leto 2000. Želja je bila sicer zbrati daljšo in razširjeno časovno serijo vhodnih podatkov, ki pa javnosti ni dostopna. Celo več, Statistični letopis energetskega gospodarstva Republike Slovenije je objavljal dnevno porabo električne energije samo za vsako tretjo sredo v mesecu, od leta 1999,

¹⁵ Statistično napako napovedi programski paket določa na podlagi izračuna kvadratnega korena povprečne vrednosti kvadratov napak (angl. RMSE – root mean square error), povprečja absolutnih odklonov (angl. MAD – mean absolute deviation) in povprečja absolutne procentualne napake (angl. MAPE – mean absolute percentage error).

ko je letopis spremenil izdajatelj, pa podatki o dnevni potrošnji električne energije za delavnike niso več na voljo. Kljub vsemu dnevne diagrame za vsako tretjo sredo v mesecu za svoje članice objavlja organizacija UCTE, katere članica je tudi Slovenija. Za Slovenijo je možno pridobiti podatke o dnevni potrošnji električne energije za vsako tretjo sredo v mesecu od leta 1998 dalje ter dnevno potrošnjo električne energije za vsako tretjo soboto in nedeljo v mesecu samo za leto 2000. Glede na to, da so bili podatki pridobljeni iz dveh različnih baz, je bila narejena analiza primerjave podatkov. Analizo je bilo možno izvesti za leti 1998 in 1999, saj so le za ti leti na voljo vhodni podatki iz obeh zgoraj omenjenih baz. Analiza je pokazala, da so podatki primerljivi oz. da sovpadajo. Obe bazi prikazujeta bruto dnevno porabo potrošnje električne energije, kar je z vidika napovedovanja nujno potrebno.¹⁶ Edina razlika, ki se je pojavila v primerjalni analizi podatkov, je zamik podatkov o potrošnji električne energije UCTE za eno uro, kar je posledica geografske umestitve Slovenije v primerjavi z Greenwichim poldnevnikom.

Metoda napovedovanja na podlagi časovnih vrst predpostavlja, da se vzorci gibanja potrošnje električne energije iz preteklosti nadaljujejo tudi v prihodnosti. Temu primerno je bila izvedena analiza vzorcev gibanja potrošnje. Ugotovljeno je bilo, da so za napovedovanje primerni vhodni podatki od januarja 1993 dalje. Podatki pred letom 1993 niso primerni, saj potrošnja električne energije v obdobju 1989–1993 ne odraža realnega gibanja zaradi prestrukturiranja slovenskega gospodarstva.

Napoved potrošnje električne energije je bila izvedena samo s podatki o potrošnji električne energije za vsako tretjo sredo v mesecu, medtem ko ni bila izvedena za potrošnjo električne energije za nedelavnike, kar je posledica premajhne časovne serije vhodnih podatkov.

2.3.4.2 Rezultati napovedi za delavnike

Programski paket CB Predictor je na podlagi vhodnih podatkov o potrošnji električne energije za delavnike (vsaka tretja sredo v mesecu) za obdobje januar 1993–december 2003 izračunal pričakovano vrednost potrošnje za vsako tretjo sredo v mesecu po urah do konca leta 2010. Končni rezultat programskega paketa je poročilo, ki vsebuje pričakovane vrednosti potrošnje električne energije ter statistično analizo vhodnih podatkov modela in analizo modela. Za boljše razumevanje delovanja programskega paketa CB Predictor je v Prilogi 1 priložen krajši izpisek poročila napovedi potrošnje električne energije za 1 uro zjutraj.

Metoda, ki je najbolj primerna za napovedovanje dnevne potrošnje električne energije in katero je pri napovedi izbral tudi programski paket CB Predictor, je Holtova in Winterjeva metoda glajenja z enakomernim sezonskim nihanjem (angl. Holt-Winters' additive seasonal smoothing). Rezultati napovedi dnevne potrošnje električne energije po omenjeni metodi so povzeti v Prilogi 2.

¹⁶ Proizvodnja električne energije mora pokriti bruto potrošnjo električne energije, saj mora pokriti neto potrošnjo električne energije ter izgube v prenosnem in distribucijskem omrežju.

2.3.4.3 Testiranje rezultatov napovedi dnevne potrošnje električne energije

Rezultate napovedi potrošnje električne energije je možno testirati na dva načina, in sicer s:

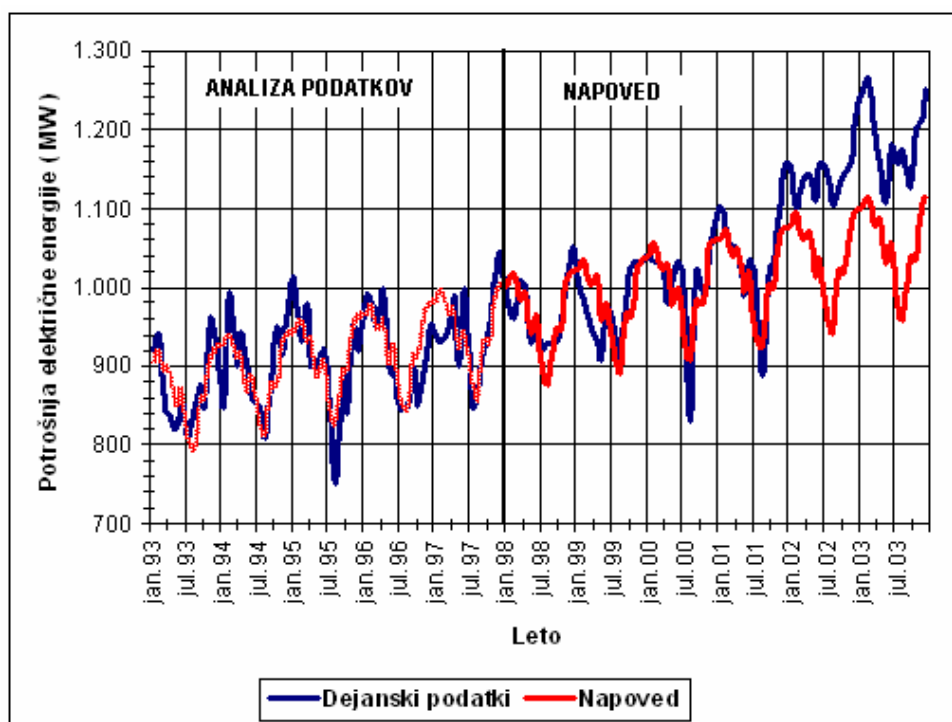
- primerjavo z dejanskimi vhodnimi podatki, pri čemer primerjamo rezultate napovedi spremenljivke, pridobljene z uporabljenimi metodo napovedovanja, z dejanskimi vrednostmi spremenljivke ter
- primerjavo z napovedmi drugih institucij, pri čemer primerjamo rezultate napovedi spremenljivke, pridobljene z uporabljenimi metodo napovedovanja, z napovedmi drugih institucij, ki uporabljajo drugačne metode napovedovanja spremenljivke.

Primerjava rezultatov napovedi potrošnje in dejanske porabe električne energije kaže, da so v napovedi zajeti vsi pretekli vzorci gibanja potrošnje električne energije, ugotovljeni z analizo dnevne potrošnje električne energije. Rast potrošnje v popoldanskem času je tako večja v primerjavi z rastjo v dopoldanskem času. Omenjena trditev velja za vse mesece. Razmerje med minimalno in konično obremenitvijo se ohranja v smislu, da imajo največje razmerje zimski meseci, medtem ko imajo najmanjše poletni meseci. Najbolj izrazite konice obremenitve bodo imeli še vedno spomladanski in jesenski meseci, medtem ko bodo imeli najmanjše zimski in poletni meseci. Napovedi potrošnje električne energije kažejo tudi na novo značilnost, ki je bila sicer razvidna iz preteklih podatkov, vendar ni bila tako očitna. Dnevni diagram potrošnje električne energije bo imel še vedno tri tipične konice obremenitve, to so zjutraj (med sedmo in deveto uro zjutraj), opoldne ter zvečer (med šesto in osmo uro zvečer), ki pa postajajo z leti vse bolj izrazite.¹⁷ Primerjava napovedi in dejanskih podatkov o potrošnji električne energije je podrobneje prikazana v Prilogi 3.

Napoved potrošnje električne energije je možno testirati z vidika primerjave z dejanskimi vhodnimi podatki še na drugačen način, in sicer s primerjavo napovedi potrošnje električne energije z dejanskimi vrednostmi potrošnje električne energije za isto časovno obdobje. Napoved potrošnje električne energije se je ponovno izvedla za obdobje 1998–2003, pri čemer so osnovo za napoved predstavljali vhodni podatki o gibanju potrošnje električne energije v obdobju 1993–1997. Cilj primerjave je bil ugotoviti natančnost napovedi potrošnje električne energije s programskim paketom CB Predictor. Rezultati analize so predstavljeni na spodnji sliki.

¹⁷ Takšno gibanje potrošnje je realno možno pričakovati v primeru, če bo povpraševanje po električni energiji ostalo izrazito cenovno neelastično in v primeru, ko se programi racionalne rabe električne energije ne bodo izvajali oz. ne bodo uspešni. Omenjeno gibanje potrošnje električne energije dokazuje tudi podatek, da je povprečna letna rast potrošnje v obdobju 1993–2001 znašala 2,5%, medtem ko je povprečna letna rast konične porabe v istem obdobju znašala 2,8%.

Slika 6: Napoved potrošnje električne energije v Sloveniji za 1:00 zjutraj za obdobje 1998–2003



Vir: SLEGRS, 1993, str. 198–221, SLEGRS, 1994, str. 197–220, SLEGRS, 1995, str. 195–218, SLEGRS, 1996, str. 200–223, SLEGRS, 1997, str. 190–213, SLEGRS, 1998, str. 180–202, UCTE – Online Data, 2004, str. 1.

Programski paket CB Predictor definira najbolj verjeten vzorec gibanja potrošnje električne energije na podlagi preteklih vhodnih podatkov z upoštevanjem najmanjše statistične napake in ga aplicira v prihodnost, pri čemer zanemari ekstremne vrednosti spremenljivke. Primerjalna analiza rezultatov napovedi potrošnje električne energije z dejanskimi vrednostmi spremenljivke je pokazala, da je napoved potrošnje električne energije zadovoljivo natančna vse do decembra 2001, medtem ko napoved močno odstopa od dejanskih vrednosti od januarja 2002 dalje. Glavno vprašanje, ki se pri tem postavi, je razlog za dvig in delno spremembo gibanja potrošnje električne energije po letu 2001, katerega model napovedovanja ni mogel zajeti v svoji napovedi. Po mnenju strokovnjakov je dvig potrošnje električne energije v celoti posledica realizacije projekta Anoda (zagon elektrolize) podjetja Talum d.d. Kidričevo v februarju 2002.¹⁸ Takšno spremenljivko je nemogoče vključiti v model napovedovanja potrošnje električne energije, ne glede na vrsto metode napovedovanja. V tem primeru bi vse metode napovedovanja podale napačno napoved potrošnje električne energije, eventualno bi bila napoved še najbolj točna z metodo ocene informiranega strokovnjaka.

Zanimiva je tudi primerjava rezultatov napovedi potrošnje električne energije, dobljenih s programskim paketom CB Predictor in z različnimi modeli napovedovanja drugih institucij, kot so ELES (Elektro Slovenija), MOPE (Ministrstvo za okolje, prostor in energijo) in HSE (Holding Slovenske elektrarne). Napovedi potrošnje električne energije se zelo razlikujejo. ELES napoveduje okvirno 2%, HSE pa od 2,5% do 3,5% povprečno letno rast potrošnje električne energije. Najbolj zanimivi sta napovedi MOPE. Sprva so na MOPE predvideli 2,5% povprečno letno rast potrošnje električne energije, s čimer so se približali rezultatom napovedi

¹⁸ Projekt Anoda se je realiziral 4,5 meseca pred predvidenim rokom (Investicije podjetja Talum d.d. Kidričevo, 2004).

ELES in HSE. Danes so na MOPE optimistični in napovedujejo padanje rasti potrošnje električne energije, celo več, povprečna letna rast potrošnje električne energije v obdobju 2005–2010 bo po njihovem mnenju znašala približno 1%. Primerjava napovedi potrošnje električne energije je prikazana v spodnji tabeli.

Tabela 1: Primerjava napovedi maksimalnih konic obremenitve na trgu z električno energijo v Sloveniji do leta 2010 za delavnike (v MW)¹⁹

Leto	2005	2006	2007	2008	2009	2010
ELES - 1	1.970	2.004	2.038	2.074	2.110	2.147
ELES - 2	1.948	1.986	2.024	2.063	2.102	2.143
MOPE - 1	1.975	2.024	2.075	2.127	2.180	2.234
MOPE - 2	2.002	2.022	2.043	2.064	2.085	2.106
HSE - 1	2.053	2.125	2.199	2.276	2.356	2.438
HSE - 2	1.950	1.999	2.049	2.100	2.153	2.207
CB Predictor	1.994	2.044	2.095	2.145	2.195	2.245

Vir: Novak et al., 2002, str. 33, Načrt razvoja prenosnega omrežja v Sloveniji od leta 2003 do 2012, 2002, str. 28–29, Kocbek, 2002, str. 14, Dovč, 2003, str. 1–3, Skubic, 2003, str. 53.

Analiza primerjave rezultatov napovedi programskega paketa CB Predictor z napovedmi potrošnje električne energije drugih institucij kaže, da se napovedi programskega paketa CB Predictor skoraj ujemajo z napovedmi ELES, z zadnjo napovedjo HSE (HSE – 2) ter s prvotno napovedjo MOPE (MOPE – 1), medtem ko se zelo razlikujejo od prvotne napovedi HSE (HSE – 1) in zadnje napovedi MOPE (MOPE – 2). Vzrokov za razlikovanje med napovedmi je lahko več, in sicer:

1. Vhodni podatki modela

Dejstvo je, da so javno dostopni podatki o dnevni potrošnji električne energije le za vsako tretjo sredo v mesecu, medtem ko imajo druge institucije dostop do podatkov o dnevni potrošnji električne energije za celotno obdobje 1993–2003. V primeru, da vsaka tretja sredo v mesecu ne predstavlja reprezentativnega vzorca potrošnje električne energije v mesecu oz. da maksimalne konične obremenitve nastopijo ob drugih delavnikih, pride do odstopanj napovedi programskega paketa CB Predictor od napovedi drugih institucij. V napovedih upoštevani različni vhodni podatki lahko pojasnijo odstopanja napovedi programskega paketa CB Predictor od rezultatov napovedi ELES, ne morejo pa pojasniti odstopanj napovedi med različnimi institucijami, ki uporabljajo pri napovedih iste vhodne podatke.

2. Datum napovedi potrošnje električne energije

Rezultati napovedi močno odstopajo glede na to, kdaj je bila napoved opravljena. To velja še povsem v primeru pojava nepričakovanih dogodkov, ki vplivajo na velikost in s tem na napoved potrošnje električne energije. Napovedi potrošnje električne energije ELES so nekoliko podcenjene, saj sta bili obe napovedi izvedeni pred letom 2003. Iz tega vidika sta napovedi potrošnje električne energije MOPE (MOPE – 2) in HSE (HSE – 2) najnovejši.

3. Uporaba metode napovedovanja

Rezultati napovedi se lahko razlikujejo tudi zaradi metode, ki se uporablja za napovedovanje potrošnje električne energije, kar predstavlja tudi glavni razlog za razlikovanje napovedi različnih institucij. Čeprav institucije niso razkrile vrsto metode napovedovanja, ki jo

¹⁹ Napovedi za MOPE in HSE so bile izračunane na podlagi njihove pričakovane letne rasti potrošnje električne energije.

uporabljajo za napoved potrošnje električne energije, pa je mogoče predpostaviti, da napovedi ELES temeljijo bolj na numeričnih ocenah, medtem ko napovedi MOPE in HSE temeljijo bolj na izkustvenih ocenah oz. ocenah strokovnjakov.

4. Prikaz maksimalne konične porabe

Zgornje napovedi temeljijo na maksimalnih konicah obremenitve oz. prikazujejo maksimalno konico obremenitve znotraj leta. Takšna napoved potrošnje električne energije ni nujno najbolj pravilna. Prvič, maksimalna konica obremenitve je izjemen pojav in se lahko pojavi le nekajkrat na leto.²⁰ In drugič, v zadnjem času je rast konice obremenitve višja od povprečne rasti letne potrošnje, kar pomeni, da se verjetnost, da bo vrednost potrošnje električne energije blizu maksimalne konice obremenitve, zmanjšuje.

5. Funkcija napovedi potrošnje električne energije

Institucije so pri napovedih, razen pri zadnji napovedi MOPE (MOPE – 2), predpostavile eksponentno funkcijo potrošnje električne energije, medtem ko se CB Predictor bolj nagiba k linearni funkciji. Iz preteklih podatkov je razvidno, da je oblika funkcije potrošnje električne energije bolj linearna kot pa eksponentna. Na to kaže tudi dejstvo, da se letna rast potrošnje električne energije, ki v zadnjem desetletju dosega najnižje ravni, zmanjšuje. Zato bi morale institucije svojo funkcijo potrošnje električne energije opredeliti kot funkcijo s padajočo letno rastjo potrošnje. Nenazadnje večina evropskih in ameriških napovedi potrošnje električne energiji predpostavlja linearno rast potrošnje električne energije.

6. Racionalna raba električne energije²¹

Razlog, da lahko potrošnjo električne energije predstavimo kot linearno funkcijo, je tudi racionalna raba električne energije. Če bi potrošnja rasla s takšno rastjo, kot jo predvidevajo omenjene institucije, bi cena električne energije ekstremno narasla, v ekstremnih primerih pa bi se lahko pojavili celo elektroenergetski mrki. Ljudje v takšnih primerih ponavadi postanejo bolj varčni oz. povišajo cenovno elastičnost potrošnje. MOPE je šel pri svojih napovedih že tako daleč, da v obdobju 2010–2020 celo pričakuje manj kot 1% povprečno letno rast potrošnje električne energije prav zaradi racionalne rabe električne energije.

2.3.4.4 Izračun napovedi za nedelavnike

Vrednosti potrošnje električne energije za nedelavnike, tako sobote kot nedelje, zaradi majhne časovne serije, ni bilo možno napovedati s pomočjo CB Predictorja. Glede na to, da je na voljo le časovna serija za leto 2000, je napoved potrošnje električne energije za nedelavnike izvedena s pomočjo ocen vrednosti potrošnje za delavnike. Napoved predpostavlja, da se obnašanje potrošnikov oz. vzorec porabe potrošnje znotraj nedelavnika ohranja ter da se ohranja razmerje med porabo električne energije med delavniki in nedelavniki, s tem pa tudi rast porabe električne energije. Napoved potrošnje električne energije za nedelavnike temelji na naslednji formuli:

20 Maksimalne konice obremenitve z ekonomskega vidika ni smotno pokrivati, temveč je ceneje električno energijo uvoziti. Poleg tega obstajajo pravila o primarni, sekundarni in terciarni regulaciji frekvence, ki določajo proizvodnjo rezervo v elektroenergetskem sistemu, s katero se lahko pokrijejo trenutne, izjemno visoke, konice obremenitve.

21 Racionalna raba električne energije je podrobneje razložena v nadaljevanju besedila.

$$Y_{l,m,k}^{sobota} = \frac{Y_{l,m}^{delavnik} * Y_{2000,m,k}^{sobota}}{Y_{2000,m}^{delavnik}}$$

$$Y_{l,m} = \sum_{k=1}^{24} Y_{l,m,k}$$

kjer l predstavlja leto, m mesec, k pa uro v dnevu. Zgornja formula predstavlja izračun za soboto, ki pa se po svoji vsebini ne razlikuje od izračuna potrošnje električne energije za nedeljo. Rezultati izračunov napovedi so povzeti v spodnji tabeli, podrobneje pa so predstavljeni v Prilogi 4.

Tabela 2: Napoved konice obremenitve na trgu z električno energijo v Sloveniji do leta 2010 za nedelavnike (v MW)

Leto	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Sobota						
- minimalna	1.071	1.097	1.124	1.150	1.177	1.203
- maksimalna	1.716	1.757	1.798	1.840	1.881	1.922
- povprečna	1.372	1.405	1.438	1.471	1.504	1.537
Nedelja						
- minimalna	903	924	946	968	990	1.011
- maksimalna	1.671	1.710	1.749	1.788	1.828	1.868
- povprečna	1.269	1.299	1.330	1.360	1.391	1.421

Vir: UCTE – Online Data, 2004, str. 1.

2.4 RACIONALNA RABA ELEKTRIČNE ENERGIJE

Bodoča visoka potrošnja električne energije se lahko pokrije na dva načina. Prvi način je z obratovanjem obstoječih nezasedenih proizvodnih kapacitet ali z izgradnjo novih proizvodnih kapacitet, drugi način pa z izvajanjem programov racionalne rabe energije (angl. demand-side management programs). Slednji pridobiva na svojem pomenu predvsem v zadnjem desetletju, saj izgradnja proizvodnih kapacitet ne more več slediti ekstremni rasti porabe električne energije, po drugi strani pa naj bi nove proizvodne kapacitete povzročile dodaten pritisk na dvig cene električne energije, ki v današnjem času dosega že ekstremno visoke vrednosti.

Programi racionalne rabe električne energije se nanašajo na modificiranje vzorcev porabe električne energije (Eto, 1996, str. 2). V grobem so razdeljeni v dve glavni skupini, in sicer na (Schlegel, 2002, str. 1):

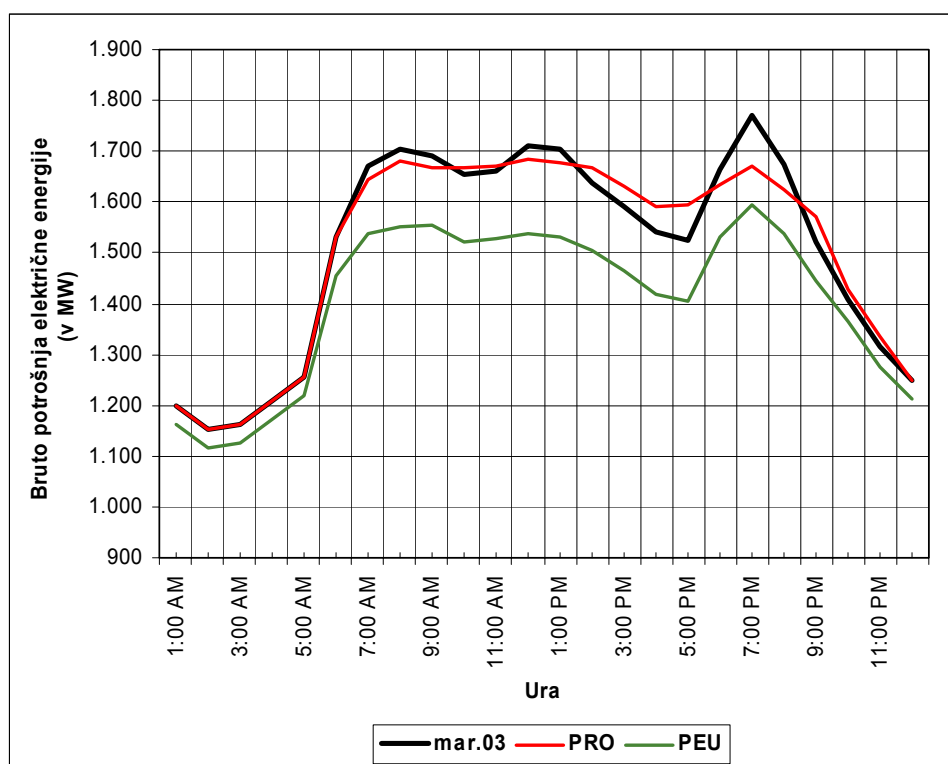
- programe ravnanja z obremenitvami (angl. load management programs) ter
- programe energetske učinkovitosti (angl. energy efficiency programs).

Programi se med seboj razlikujejo po svojem namenu, vsebini in načinu delovanja. Najbolj znani programi ravnanja z obremenitvami so t.i. programi kontrole obremenitve oz. preusmeritve obremenitev (angl. load control, load shifting, ponekod zasledimo tudi izraz valley-filling oz. »polnjene dolin«) ter programi redukcije v času visokih koničnih obremenitev (angl. load interrupting) (Schlegel, 2002, str. 1, Eto, 1996, str. 2–3). Prvi omenjeni programi so namenjeni za zmanjševanje potrošnje električne energije v času konice obremenitve s preusmerjanjem

potrošnje električne energije iz obdobja visokih konic obremenitve v obdobje nizkih obremenitev, medtem ko drugi zmanjšujejo potrošnjo električne energije v obdobju visokih konic obremenitev z redukcijami. Verjetnost dolgoročne uspešnosti omenjenih programov je majhna, saj programi temeljijo na spremembi potrošnikovih preferenc oz. obnašanja potrošnikov.

Na drugi strani programi energetske učinkovitosti temeljijo na zmanjšanju potrošnje električne energije tako v času konice obremenitve kot v času pasovne obremenitve, kar je možno doseči z energetsko učinkovitejšimi poslovnimi procesi. Glavna prednost programov energetske učinkovitosti v primerjavi s programi ravnanja z obremenitvami je njihova dolgoročnost, saj programi ne temeljijo na spremembi potrošniških preferenc, temveč na investicijah (Schlegel, 2002, str. 2–6). Z nakupom nove, energetsko bolj učinkovite opreme se na začetku sicer pojavijo večji denarni odlivi, vendar se v primerjavi s programi ravnanja z obremenitvami ne pojavijo konstantni, letni denarni odlivi za tržne intervencije, ki so nujno potrebne za ohranjanje sprememb v potrošniških preferencah o racionalni rabi z električno energijo. Za lažjo primerjavo med programi ravnanja z obremenitvami in programi energetske učinkovitosti, je način delovanja omenjenih programov prikazan na spodnji sliki.

Slika 7: Teoretični prikaz programov ravnanja z obremenitvami (PRO) ter programov energetske učinkovitosti (PEU) na primeru slovenske dnevne porabe električne energije v mesecu marcu 2003



Vir: UCTE – Online Data, 2004, str. 1, Schlegel, 2002, str. 4.

Opomba: Programi ravnanja z obremenitvami so prikazani kot programi preusmeritve obremenitev.

Programe racionalne rabe energije je možno izvajati na več načinov, in sicer z (Goldman, Eto, Barbose, 2002, str. 6–9, Reed, 2003, str. 6–8, Jeeninga, 1999, str. 7, Eto, 1996, str. 2, Wohlgemuth, 2001, str. 2, Ruff, 2002, str. 19–22, Zakon o dohodnini, 1990):

1. Informativnimi medijskimi kampanjami

Prvi cilj medijske kampanje mora biti povišanje potrošniške ozaveščenosti o problemu zagotavljanja električne energije in spodbujanje konzervativnega obnašanja potrošnikov. Medijska kampanja se mora v prvi vrsti osredotočiti na programe ravnanja z obremenitvami. V ZDA so bile v tem oziru najbolj uspešne t.i. »news stories«, ki so prikazovale zgodbe ljudi in njihovih akcij v prid zmanjšanja porabe električne energije, kot npr. ugašanje luči, prilagoditev termostатов klimatskih naprav na višje temperature itd. Podatki kažejo, da so bile zgodbe najučinkovitejše orodje pri zmanjševanju potrošnje v Kaliforniji. Drugi cilj medijske kampanje je spodbujanje investicij v energetske bolj učinkovite proizvode, torej mora medijska kampanja po uspešnem izvajanju programov ravnanja z obremenitvami pričeti z izvajanjem programov energetske učinkovitosti, ki so bistveni pri dolgoročnem zmanjševanju porabe električne energije. Medijska kampanja mora zajeti vse končne uporabnike, torej ne samo gospodinjstev, ampak tudi podjetja oz. industrijo, saj le slednja bistveno pripomorejo k zmanjšanju porabe električne energije.

2. Finančnimi vzpodbudami

V tem oziru so učinkoviti trije instrumenti, ki se nanašajo predvsem na programe energetske učinkovitosti. To so rabati, posojila in dohodnina. Rabati omogočajo zmanjšanje potrošnje električne energije preko cene. Instrument se je pojavil v ZDA, kjer v primeru 20% znižanja porabe električne energije od običajne porabe potrošnika v zadevnem obdobju, potrošnik privarčuje 20% fiksnega zneska plačila stroškov električne energije. Posojila se nanašajo na investicije v energetske učinkovitejšo opremo. V tem primeru je investitorju dana možnost najetja posojila po ugodnejši obrestni meri. Dohodnina, kot zadnji instrument, omogoča zmanjšanje dohodninske osnove za vrednost investicij v energetske učinkovitejšo opremo.

3. Inovativnimi tarifami

V zadnjem času se v državah, kjer imajo problem z zagotavljanjem zanesljive oskrbe z električno energijo, pojavlja problem metode izračuna stroškov prodaje električne energije. Omenjeni problem velja predvsem za skupino gospodinjstva, le-tem se namreč zaračunavajo stroški električne energije po povprečni ceni. Takšna metoda izračuna stroškov daje premalo vzpodbud za racionalno rabo električne energije. Zato so se odločili za izračun stroškov na podlagi cen električne energije na urni osnovi, s tem namenom pa potrošnikom vgrajujejo primerne merilce porabe električne energije.

4. Substituti

Električno energijo na trgu ogrevanja že nekaj desetletij izrinjata zemeljski plin in kurilno olje, ponekod v večjih mestih pa tudi daljinsko ogrevanje. Na vseh ostalih področjih električna energija še vedno ohranja dominanten položaj, saj nima praktično nobenih substitutov. Še več, uporaba električne energije kot lokalno ekološko najbolj sprejemljiv energent se širi tudi na druga področja, kot npr. v promet. Zaradi vse večje porabe električne energije se v zadnjem času pojavlja vse več vprašanj o iskanju substitutov električne energije, prav tako pa se pojavljajo tehnološke raziskave o opremi na neelektrični pogon.

5. Potrošniki električne energije kot rezerva v elektroenergetskem sistemu

Trenutno rezerve v elektroenergetskem sistemu predstavljajo le proizvodne kapacitete. V primeru, ko le-te ne morejo več pokriti potrošnje oz. ko ne morejo pravočasno reagirati na nenadno spremembo potrošnje električne energije, se postavi vprašanje o možnosti rezerve na strani potrošnje. Ideja temelji na izklopu potrošnikov električne energije v času, ko proizvodne kapacitete ne morejo več slediti spremembam v potrošnji električne energije. V tem pogledu so najbolj zanimiva podjetja kot veliki porabniki električne energije. Plačilo za storitev bi podjetje prejelo mesečno v fiksnem znesku ter v variabilnem znesku glede na velikost običajne porabe električne energije porabnika v obdobju izklopa, števila ter dolžine izkopov.²²

Programi racionalne rabe električne energije se v največji meri izvajajo in imajo najvišje učinke v Kaliforniji, k temu pa so pripomogli tudi elektroenergetski mrki v letu 2000. Američani so za leto 2001 napovedali 260–270 ur elektroenergetskih mrkov, ki pa se niso pojavili prav zaradi izvajanja programov racionalne rabe energije. Po njihovih ocenah so prihranili od 2 do 20 milijard dolarjev izpadov prihodkov (Goldman, Eto, Barbose, 2002, str. 1). Američani napovedujejo, da bodo s programi racionalne rabe energije zmanjšali potrošnjo električne energije za 15–18% do leta 2010 oz. za 33% do leta 2020 (Schlegel, 2002, str. 19).

Po mnenju večine naj bi programi racionalne rabe električne energije vplivali tudi na občutno zmanjšanje cene električne energije, tako kratkoročno kot dolgoročno, kar bi posledično vplivalo na »bogatenje« porabnikov na račun proizvajalcev električne energije, kar pa ravno ne drži. Padec cene električne energije je možno doseči le v krajšem časovnem obdobju, ko proizvajalci električne energije ne pričakujejo zmanjšanja potrošnje zaradi izvajanja programov racionalne rabe. V tem primeru proizvajalci ostanejo z odvečnimi razpoložljivimi proizvodnimi kapacitetami, kar vpliva na padec cene električne energije na raven variabilnih stroškov. Potrošniki električne energije v tem primeru privarčujejo fiksni del stroškov in proizvajalčev dobiček. Dolgoročno, ko proizvajalci pričakujejo manjšo porabo električne energije, je v ceno električne energije vkalkuliran večji del fiksnih stroškov in dobičkov na proizvedeno enoto, kar pomeni, da potrošniki v daljšem časovnem obdobju privarčujejo le variabilni del stroškov nepotrošene energije. Še več, v primeru, da imajo podjetja v lasti proizvodne kapacitete za vršno in pasovno energijo, se lahko pojavi preliv izgub vršnih enot v višji ceni pasovne energije. Dolgoročno je možno ceno električne energije zmanjšati le v primeru, da potrošnja električne energije pade za vrednost ene proizvodnje enote ali več. V tem primeru bi se nezasedena proizvodna enota zaprla, potrošniki pa bi privarčevali njene fiksne stroške in dobičke.

Potrebno je poudariti, da prihranki zaradi znižanja cene električne energije predstavljajo bruto prihranke programov racionalne rabe, katere je potrebno zmanjšati za stroške izvajanja programov racionalne rabe, da dobimo dejanske oz. neto koristi omenjenih programov. Lahko se zgodi, da je neto korist izvajanja programov racionalne rabe energije celo negativna, ko stroški izvajanja programov presegajo prihranke zaradi nižje cene električne energije.

²² Fiksni znesek plačila bi variiral od pomembnosti uporabnika, torej od zaporedne številke kandidata v listi kandidatov za izklop, ter od povprečne količine porabljene energije. Za prodajo rezerv bi bila zainteresirana tista podjetja, katerih dodana vrednost na proizvod oz. dobiček na proizvod je manjši od plačila za storitev rezerve.

Slovenija izvaja programe racionalne rabe električne energije že od leta 1991. Programi so dobili pravno osnovo s sprejetjem Resolucije o strategiji rabe in oskrbe Slovenije z električno energijo (Resolucija o strategiji rabe in oskrbe Slovenije z električno energijo, 1996), zakonsko osnovo pa leta 1999 s sprejetjem Energetskega zakona (Energetski zakon, 1999). Omenjeni zakon predpisuje, da imajo investicije za programe racionalne rabe energije prednosti pred investicijami za zagotavljanje novih proizvodnih kapacitet. Zakon predpisuje tudi načine izvajanja programov racionalne rabe, in sicer: izobraževanje, informiranje, ozaveščenost javnosti, energetske svetovanje, spodbujanje energetskih pregledov in lokalnih energetskih konceptov, fiskalni ukrepi, finančne in druge oblike vzpodbud. Večina programov racionalne rabe je bila oz. je še financirana iz proračuna Republike Slovenije ali s strani Evropske komisije. Dolgoročna strateška usmeritev Slovenije je povečanje energetske učinkovitosti na vseh področjih. Aktivnosti bodo usmerjene predvsem k porabnikom električne energije. Glavni cilj energetske politike je do leta 2010 zmanjšati porabo električne energije v industriji, prometu in storitvenem sektorju za 10%, v javnem sektorju pa za 15%, pri čemer se bodo za doseg cilja uporabljali instrumenti, navedeni v Energetskem zakonu (Nacionalni energetski program, 2003).

Programi racionalne rabe so bili učinkoviti predvsem v predelovalni industriji, kjer se je energetska intenzivnost v obdobju 1995–2001 znižala za 40%, medtem ko so bili manj učinkoviti v vseh ostalih sektorjih, predvsem pa pri široki porabi, kar potrjuje tudi izredna visoka rast porabe električne energije v zadnjih letih. Kakšna bo dolgoročna učinkovitost programov racionalne rabe, je zelo težko napovedati. Na MOPE pričakujejo učinkovito izvajanje programov racionalne rabe, medtem ko vse ostale institucije niso ravno najbolj prepričane v njihovo učinkovitost. Glede na pretekla gibanja potrošnje električne energije vsekakor obstaja večja verjetnost neuspešnosti kot pa uspešnosti programov racionalne rabe, kar kaže na neuspešnost uporabe predvidenih instrumentov politike racionalne rabe električne energije.

Napovedi potrošnje električne energije s programskim paketom CB Predictor sicer upoštevajo racionalno rabo električne energije z upoštevanjem linearne funkcije napovedi potrošnje električne energije, vendar ne v takšni meri kot napovedi MOPE, ki napovedujejo celo negativno eksponentno funkcijo potrošnje električne energije.

3. PROIZVODNJA ELEKTRIČNE ENERGIJE

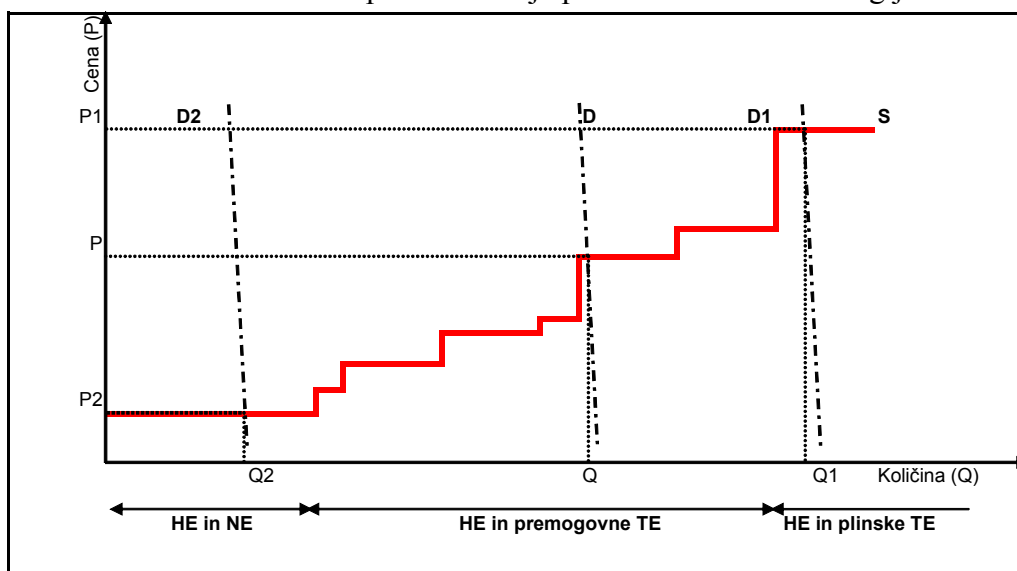
3.1 TEORETIČNA OPREDELITEV PROIZVODNJE ELEKTRIČNE ENERGIJE

Proizvajalci električne energije oblikujejo ponudbo na trgu z električno energijo, katere oblika je odvisna od cene in količine električne energije, ki so jo proizvajalci pripravljeni proizvajati in prodajati (Samuelson, Nordhaus, Mandel, 1995, str. 42). Na obliko ponudbe na trgu z električno energijo vplivajo naslednji dejavniki:

- stroški proizvajalcev električne energije,
- tehnološke omejitve obratovanja elektrarn ter
- specifičnost električne energije.

Tržno krivuljo ponudbe električne energije sestavljajo proizvajalci električne energije oz. elektrarne, ki se med seboj razlikujejo glede na vrsto, moč elektrarne ter glede na višino obratovalnih stroškov, tako fiksnih kot variabilnih, po katerih so sposobni električno energijo proizvajati. V Sloveniji imamo tri vrste elektrarn, in sicer hidroelektrarne, nuklearno elektrarno in termoelektrarne, od katerih je najmočnejša nuklearna elektrarna, sledijo termoelektrarne in hidroelektrarne. Velikost fiksnih stroškov elektrarne je odvisna od višine investicijskih vlaganj ter stroškov rednih vzdrževalnih del. Višja kot so investicijska vlaganja in stroški vzdrževanja, višji so letni fiksni stroški elektrarne. Najvišje letne fiksne stroške glede na letno proizvodnjo imajo hidroelektrarne, sledijo nuklearna elektrarna in termoelektrarne. Velikost variabilnih stroškov zavisi od proizvodnih inputov, ki so potrebni za proizvodnjo električne energije, torej od cene goriva elektrarne. Najcenejše gorivo je voda, sledijo uran, premog in plin. Glede na cenovno razvrstitev proizvodnih inputov elektrarn imajo tako najnižje variabilne stroške hidroelektrarne, sledijo nuklearna elektrarna, premogovne in plinske termoelektrarne.²³

Slika 8: Teoretični prikaz krivulje ponudbe električne energije



Opomba: Krivulja ponudbe prikazuje urno ponudbo električne energije. V primeru povpraševanja D, bi v elektroenergetskem sistemu obratovalale hidroelektrarne (HE), nuklearna elektrarna (NE) in del premogovnih termoelektrarn (TE). Plinske termoelektrarne v primeru potrošnje D ne bi obratovalale.

Podobno kot pri tržni krivulji povpraševanja predstavlja tržna krivulja ponudbe seštevek vseh individualnih ponudb proizvajalcev električne energije glede na moč elektrarne ter povprečne stroške obratovanja elektrarne. Na strani ponudbe električne energije veljata dve tržni zakonitosti. Prvič, povprečni stroški obratovanja so najmanjši pri tistih elektrarnah, ki imajo najmanjše variabilne stroške obratovanja. In drugič, povprečni stroški obratovanja elektrarne se zmanjšujejo s povečevanjem proizvodnje elektrarne kot posledica ekonomije obsega. Povedano drugače, pri pokrivanju potrošnje električne energije ima prednost elektrarna z najmanjšimi variabilnimi stroški, naslednja elektrarna pa se lahko vključi v elektroenergetski sistem le v primeru, ko predhodna elektrarna ne more v celoti pokriti vseh potreb po električni energiji. Na takšen način dobimo tržno krivuljo ponudbe električne energije, ki ima stopničasto obliko.

²³ Edini variabilni strošek hidroelektrarne predstavljajo stroški koncesijskih dajatev, ki jih mora koncesionar oz. hidroelektrarna plačati za izkoriščanje vodnega potenciala. Koncesnina se plačuje letno in sicer, glede na vrednost proizvedene električne energije (Koncesijska pogodba za izkoriščanje energetskega potenciala Spodnje Save, 2002).

Dolžina stopnic je odvisna od proizvodnih kapacitet elektrarn, medtem ko višina stopnic predstavlja razliko med povprečnimi stroški obratovanja elektrarn. Večja kot je zmogljivost elektrarne, daljša je stopnica, in večja kot je razlika med povprečnima stroškoma dveh elektrarn, višja je stopnica.

Glede na zgoraj omenjeni način oblikovanja krivulje ponudbe, bi tako imele prioriteto pri pokrivanju potreb po električni energiji hidroelektrarne, sledile bi nuklearna elektrarna, premogovne in plinske termoelektrarne. Praksa oblikovanja ponudbe pa je nekoliko drugačna. Krivulja ponudbe električne energije se sicer oblikuje na podlagi zgoraj omenjenih tržnih zakonitosti, pri čemer pa je potrebno upoštevati tudi tehnične omejitve obratovanja elektrarn. Glavna tehnična omejitev, ki vpliva na prioriteto vključevanja elektrarne v elektroenergetski sistem, je sposobnost prilagajanja povpraševanju po električni energiji v danem trenutku. Sposobnost prilagajanja povpraševanju predstavlja zmožnost spreminjanja proizvodnje elektrarne na minuto ali uro ter dolžino časovnega intervala, ki je potreben za vklop ali izklop elektrarne, oz. zagonski čas elektrarne. Nuklearna elektrarna je najmanj prilagodljiva na spremembe v potrošnji električne energije. Glede na to, da je tudi druga po minimalni višini variabilnih stroškov, ima prioriteto pri vključevanju v elektroenergetski sistem. V elektroenergetski sistem se nato vključujejo premogovne in plinske termoelektrarne. Tržni mehanizem z vidika vključitve elektrarn v elektroenergetski sistem na podlagi višine povprečnih stroškov je kršen le v primeru hidroelektrarn.

Hidroelektrarne so po svoji naravi nekoliko specifične. Njihova prednost je sicer hitra prilagodljivost na spremembe v potrošnji električne energije, medtem ko je njihova slabost kratkoročna zmožnost proizvodnje električne energije na polni moči.²⁴ Zato je hidroelektrarne smotrneje imeti v rezervi oz. varčevati akumulirano vodo za proizvodnjo električne energije v času hitre rasti potrošnje električne energije (v času konice obremenitve), ko druge že obratujoče elektrarne ne morejo več slediti spremembi potrošnje električne energije. Hidroelektrarne se tako vrivajo med različne elektrarne vzdolž krivulje ponudbe električne energije.

Zaradi tehničnih omejitev obratovanja elektrarn pa je v določenih primerih kršen tudi tržni mehanizem z vidika zakona o padajočih donosih. Zaradi nezmožnosti hitrega prilagajanja proizvodnje elektrarn trenutnim potrebam po električni energiji, je potrebno vklopiti elektrarno ali povečati njeno zmogljivost predčasno na račun pokritja potrošnje električne energije v prihodnosti. V tem primeru elektrarna, ki se vklopi v elektroenergetski sistem, zmanjšuje proizvodnjo in povišuje povprečne stroške obratovanja zadnje v sistemu obratujoče elektrarne, medtem ko ne vpliva na proizvodnjo ostalih elektrarn.²⁵ Vpliv nedelovanja zakona o padajočih donosih lahko na krivulji ponudbe električne energije ponazorimo z zmanjševanjem dolžine in povišanjem višine stopnice zadnje v sistemu obratujoče elektrarne na račun vklopa nove elektrarne.

Glavni razlog za nepopolno delovanje zgoraj omenjenih tržnih mehanizmov pa niso tehnološke omejitve obratovanja elektrarn, temveč narava električne energije. Električna energija predstavlja dobrino, katere ni mogoče skladiščiti, zato je prilagajanje ponudbe povpraševanju električne

24 Način obratovanja hidroelektrarn je podrobneje obrazložen v poglavju 3.2.1 Hidroelektrarne.

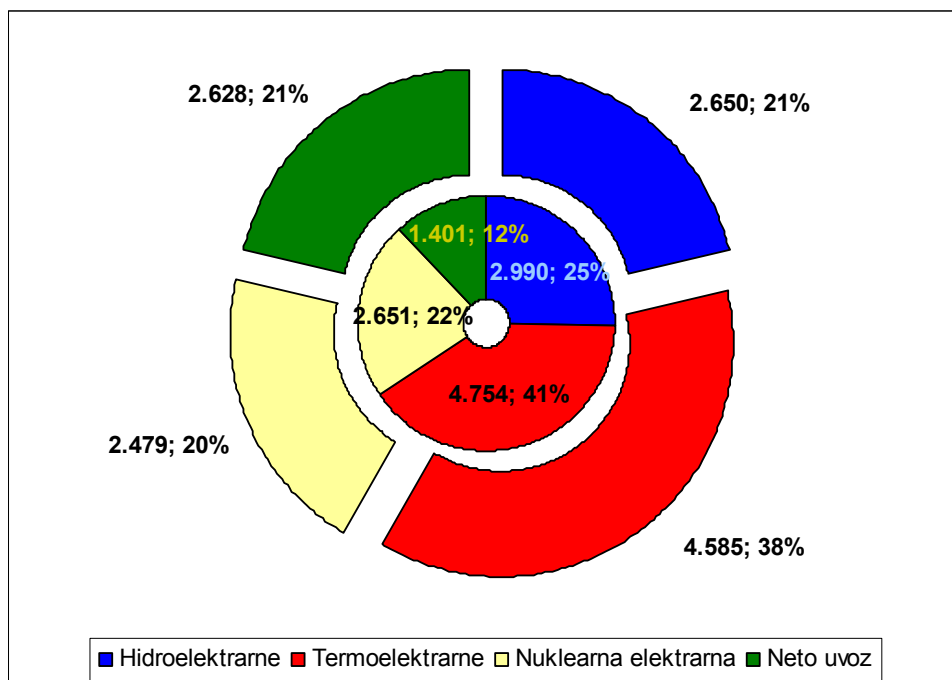
25 Le v izjemnih primerih lahko vklop nove elektrarne vpliva na zmanjšanje proizvodnje predzadnje elektrarne, ki je že vklopljena v elektroenergetski sistem.

energije nujno potrebno. Prav zaradi omenjene značilnosti električne energije pa pridejo tehnološke omejitve obratovanja elektrarn in njihov vpliv na krivuljo ponudbe električne energije toliko bolj do izraza.

3.2 PROIZVODNJA ELEKTRIČNE ENERGIJE V SLOVENIJI

Električno energijo proizvajamo v hidroelektrarnah, črpalnih hidroelektrarnah, nuklearnih elektrarnah, termoelektrarnah na premog, zemeljski plin, biomaso, plin iz odlagališč nenevarnih odpadkov, sežigalnic, vetrnih elektrarn, elektrarn na sončno energijo itd. Glavnino električne energije, v celoti pa električno energijo, ki je namenjena prodaji na trgu z električno energijo, v Sloveniji proizvedejo hidroelektrarne, nuklearna elektrarna ter termoelektrarne na premog in zemeljski plin.²⁶

Slika 9: Struktura letne proizvodnje glede na vrsto elektrarne v Sloveniji v letu 2002 in 2003 (v GWh in %)



Vir: Zgibanka elektroenergetskega sistema Slovenije, 2002, str. 3, Zgibanka elektroenergetskega sistema Slovenije, 2003, str. 3.

Opomba: Pri proizvodnji nuklearne elektrarne je upoštevana polovica proizvedene električne energije, saj mora Slovenije zaradi lastniške strukture Nuklearne elektrarne Krško polovico proizvedene električne energije izvoziti na Hrvaško. V neto uvozu prav tako ni upoštevana električna energija proizvedena v nuklearni elektrarni, ki se je izvozila na Hrvaško.

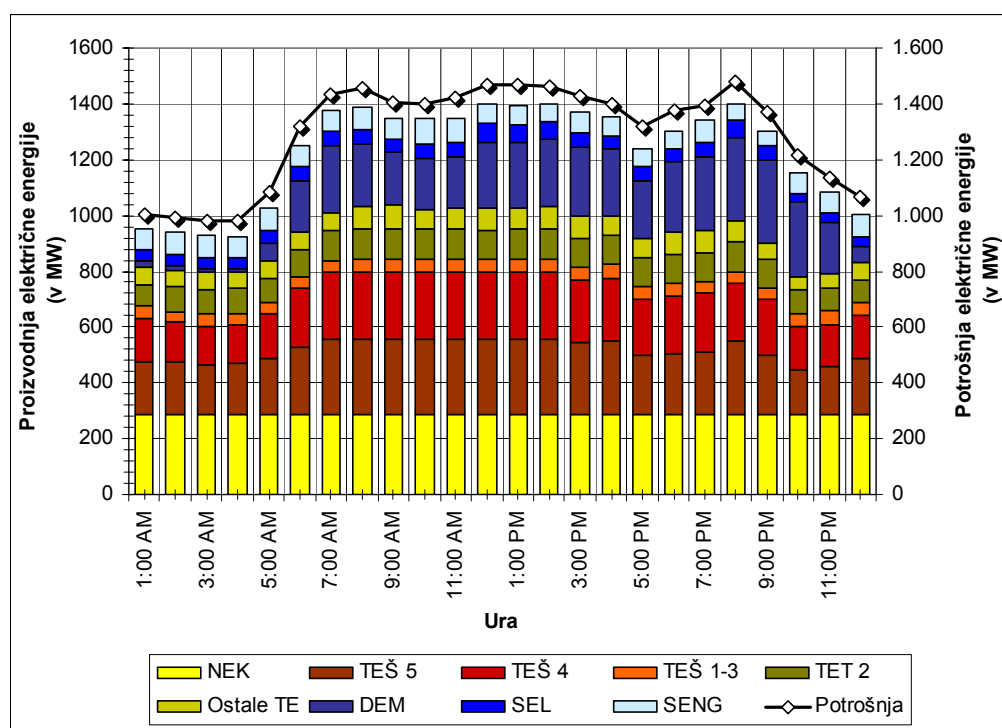
Pokrivanje letne potrošnje električne energije glede na vrsto elektrarne je prikazano na zgornji sliki. Notranji kolobar prikazuje strukturo proizvodnje v letu 2002, medtem ko zunanji prikazuje strukturo proizvodnje v letu 2003. Neto uvoz predstavlja razliko med potrošnjo električne energije ter proizvodnjo električne energije domačih proizvajalcev oz. razliko med proizvodnjo električne energije, ki so jo proizvedle in uvozile v Slovenijo tuje elektrarne, in proizvodnjo električne energije, ki so jo proizvedle in izvozile slovenske elektrarne. Slovenija je neto uvoznica električne energije. Uvožena električna energija je v letu 2003 pokrila 1/5 potrošnje

²⁶ Večina proizvodnje iz drugih elektrarn je namenjena pokrivanju njihove lastne porabe.

električne energije. Po mnenju Ministrstva za okolje, prostor in energijo pa se bo delež uvoza v energetske bilanci še povečeval, in sicer na ministrstvu ocenjujejo, da bo uvožena električna energija v prihodnje pokrivala 30% potrošnje električne energije (Nacionalni energetski program, 2003).

Velikost proizvodnje elektrarne je odvisna od tehničnih karakteristik elektrarne, kot npr. moči na pragu elektrarne, sposobnosti prilagajanja na spremembo potrošnje električne energije, od velikosti obratovalnih stroškov elektrarne, od tehničnih karakteristik in obratovalnih stroškov drugih elektrarn (domačih in tujih) ter od vrednosti potrošnje električne energije v določenem trenutku in se spreminja tekom leta, meseca, dneva in celo ure. Tipični primer pokrivanja potrošnje električne energije oz. obratovanja elektrarn tekom dneva je prikazan na spodnji sliki.

Slika 10: Obratovanje elektrarn glede na potrošnjo električne energije dne 15.4.1998 v Sloveniji



Vir: Statistični letopis energetskega gospodarstva Republike Slovenije, 1999, str. 161.

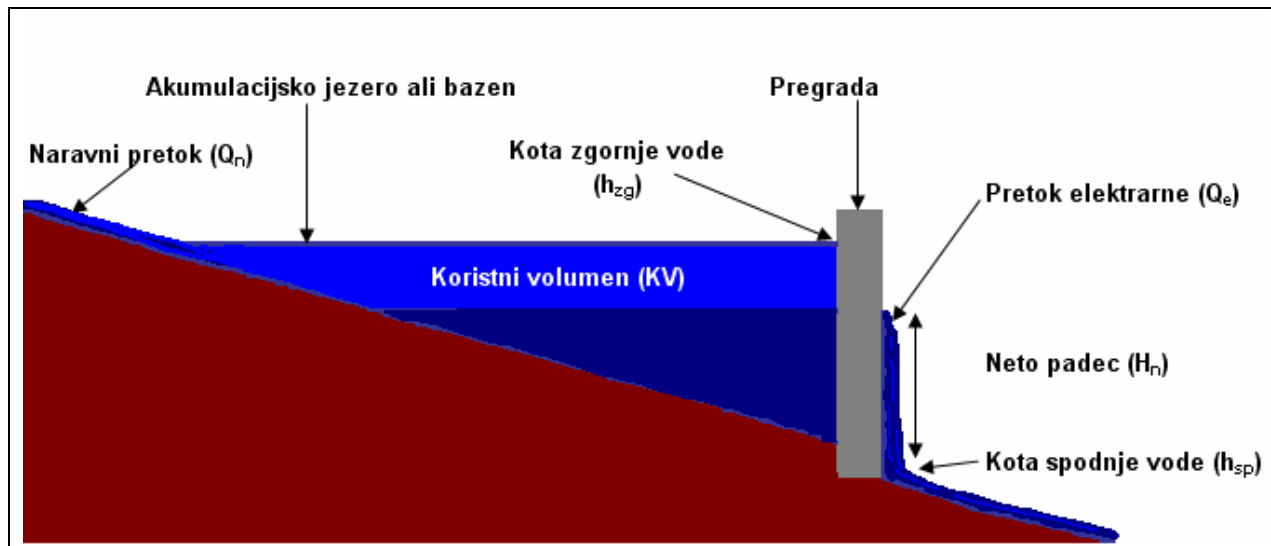
Opomba: Vrzel med potrošnjo in proizvodnjo električne energije zapolnjuje uvožena električna energija. Kratice na sliki predstavljajo: SENG (Soške elektrarne Nova Gorica), SEL (Savske elektrarne Ljubljana), DEM (Dravske elektrarne Maribor), TET 2 (2. agregat Termoelektrarne Trbovlje), TEŠ 1–3 (1., 2. in 3. agregat Termoelektrarne Šoštanj), TEŠ 4 in TEŠ 5 (4. in 5. agregat Termoelektrarne Šoštanj) ter NEK (Nuklearno elektrarno Krško).

Proizvodnjo elektrarne je možno določiti s simulacijskim modelom trga z električno energijo, ki simulira obratovanje elektrarn glede na velikost obratovalnih stroškov posameznih elektrarn ter potrošnje električne energije v danem trenutku, pri čemer simulacijski model upošteva vse tehnično-obratovalne omejitve elektrarne. Velikost proizvodnje, ki jo je elektrarna sposobna plasirati v elektroenergetski sistem, je možno določiti z izračunom, zato je v nadaljevanju dela opisan teoretični izračun urne proizvodnje električne energije s tehničnimi omejitvami za hidroelektrarne, termoelektrarne ter nuklearno elektrarno.

3.2.1 Hidroelektrarne

Elektrarno, ki izkorišča vodni potencial za proizvodnjo električne energije, imenujemo hidroelektrarna. Hidroelektrarna predstavlja pregrado ali zajezev reke, ki na eni strani omogoča večjo poplavno varnost območja dolvodno od hidroelektrarne s kontroliranjem rečnega pretoka, na drugi strani pa proizvodnjo električne energije. Tipična hidroelektrarna je prikazana na spodnji sliki.

Slika 11: Predstavitev tipične hidroelektrarne



Opomba: Na sliki predstavljeni deli elektrarne so obrazloženi v nadaljevanju besedila.

Hidroelektrarne lahko razvrščamo na več različnih načinov, in sicer glede na:

- velikost hidroelektrarne,
- vrsto hidroelektrarne ter
- način obratovanja oz. pomen hidroelektrarne.

Najbolj tipična delitev hidroelektrarn je glede na njihovo velikost oz. instalirano moč elektrarne. V tem primeru razvrščamo hidroelektrarne v pet skupin, in sicer na (Micro-Hydro Power, 2004):

- velike hidroelektrarne (angl. large-hydro) z instalirano močjo višjo od 100 MW,
- srednje hidroelektrarne (angl. medium-hydro) z instalirano močjo med 15 in 100 MW,
- male hidroelektrarne (angl. small-hydro) z instalirano močjo med 1 in 15 MW,
- mini hidroelektrarne (angl. mini-hydro) z instalirano močjo med 100 kW in 1 MW ter
- mikro hidroelektrarne (angl. micro-hydro) z instalirano močjo manjšo od 100 kW.

V Sloveniji imamo srednje, male in mini hidroelektrarne, čeprav so slednje v večini primerov poimenovane kot male hidroelektrarne.²⁷

Glede na vrsto lahko razdelimo hidroelektrarne na dve glavni skupini: »klasične« hidroelektrarne in črpalne hidroelektrarne. »Klasično« hidroelektrarno predstavljata rečna pregrada in akumulacijsko jezero oz. bazen. Hidroelektrarna za obratovanje izkorišča zaloge vode iz akumulacijskega bazena ter naravni rečni padec. Črpalno hidroelektrarno predstavljajo pregrada, spodnji in zgornji akumulacijski bazen. Elektrarna pri obratovanju izkorišča zalogo vode iz

²⁷ Po slovenski klasifikaciji male hidroelektrarne predstavljajo hidroelektrarne z instalirano močjo manjšo od 10 MW (Majhne hidroelektrarne, 2004).

zgornjega akumulacijskega bazena, katerega napolni s prečrpavanjem vode iz spodnjega akumulacijskega bazena, ter umetni padec, ki je odvisen od dolžine cevovoda, ki povezuje zgornji in spodnji akumulacijski bazen (Josipovič et al., 2003, str. 20–63). Hidroelektrarni se torej bistveno razlikujeta glede na izkoriščanje vodnega potenciala, »klasična« hidroelektrarna izkorišča naravni rečni padec, medtem ko črpalna hidroelektrarna izkorišča umetno ustvarjen padec, glede na neto proizvodnjo električne energije, »klasična« hidroelektrarna proizvaja električno energijo, medtem ko je črpalna hidroelektrarna zaradi prečrpavanja vode neto porabnica električne energije,²⁸ glede na izgradnjo elektrarne, »klasična« hidroelektrarna je zgrajena kot samostojen energetske objekt, medtem ko je črpalna hidroelektrarna v večini primerov zgrajena skupaj v sklopu ene ali več »klasičnih« hidroelektrarn.

V Sloveniji imamo le »klasične« hidroelektrarne, v zadnjem času pa se pojavljajo tudi ideje o izgradnji črpalne hidroelektrarne.

Hidroelektrarne pridobijo na pomenu v primeru sistema ali verige hidroelektrarn. Veriga hidroelektrarn predstavlja zaporedje dveh ali več hidroelektrarn na določenem rečnem odseku, pri čemer gorvodna hidroelektrarna vpliva na obratovanje dolvodne hidroelektrarne. Glede na pomen, ki ga imajo hidroelektrarne v verigi, delimo hidroelektrarne v tri skupine, in sicer:

- hidroelektrarna s čelnim akumulacijskim bazenom, ki jo ponavadi predstavljata prva in druga hidroelektrarna v verigi (odvisno od velikosti verige), ki s pomočjo večjih akumulacijskih bazenov zbira zadostne količine vode v nočnem času za obratovanje celotne verige oz. dolvodnih hidroelektrarn v dnevnem času;
- pretočne hidroelektrarne, ki jih predstavljajo vmesni členi v verigi hidroelektrarn. Njihova značilnost je obratovanje po pretoku, katerega narekuje čelna hidroelektrarna, ter majhni akumulacijski bazeni;²⁹
- hidroelektrarna z izravnalnim akumulacijskim bazenom, ki jo ponavadi predstavljata predzadnja in zadnja hidroelektrarna v verigi, ki s pomočjo večjih akumulacijskih bazenov izravnava rečni pretok.

V Sloveniji imamo vse tri vrste hidroelektrarn. Hidroelektrarno s čelnim akumulacijskim bazenom predstavlja hidroelektrarna Mavčiče na reki Savi, pretočno hidroelektrarno predstavlja hidroelektrarna Plave na reki Soči, hidroelektrarno z izravnalnim bazenom pa hidroelektrarna Formin na reki Dravi.

²⁸ Črpalna hidroelektrarna je tipičen primer elektrarne, kjer ekonomski vidik obratovanja in izgradnje elektrarne prevladuje nad tehničnim. Izgradnja črpalne hidroelektrarne temelji predvsem na izkoriščanju razlik v nočni in dnevni ceni električne energije, saj črpalna hidroelektrarna obratuje v črpalnem režimu (porablja električno energijo) v nočnem času (v času nizkih cen električne energije), medtem ko obratuje v generatorskem režimu (proizvaja električno energijo) v dnevnem času (v času visokih cen električne energije).

²⁹ Pretočne hidroelektrarne so v večini primerov tudi tiste, ki ne obratujejo v sklopu verige hidroelektrarn.

3.2.1.1 Proizvodnja v hidroelektrarnah

3.2.1.1.1 Izračun proizvodnje električne energije v hidroelektrarnah

Hidroelektrarne pri proizvodnji električne energije izkoriščajo potencialno energijo. Pri izračunu proizvodnje električne energije iz hidroelektrarne se uporablja naslednja osnovna enačba (Požar, 1978, str. 249):

$$P_e = g * \eta * Q * H_n,$$

pri čemer P_e predstavlja proizvodnjo električne energije, g zemeljski pospešek, η izkoristek elektrarne, Q pretok skozi turbino elektrarne, H_n pa neto padec elektrarne.

S pomočjo zgornje enačbe lahko izračunamo proizvodnjo električne energije le v primeru, če ima hidroelektrarna en agregat oz. eno turbino, kar pa je v praksi že prava redkost. Večina hidroelektrarn v Sloveniji ima vsaj dva ali tri agregate, v tujini pa imajo velike elektrarne tudi do 26 agregatov (Three Gorges Dam Project, 2004). Zato je potrebno enačbo za proizvodnjo električne energije iz hidroelektrarne modificirati, in sicer:

$$P_{e,t} = P_e(1)_t + P_e(2)_t + P_e(3)_t + \dots + P_e(n)_t = \sum_{i=1}^n P_e(i)_t,$$
$$P_e(i)_t = g * \eta(i)_t * Q(i)_t * H_n(i)_t$$

pri čemer $P_{e,t}$ predstavlja proizvodnjo elektrarne v času t , $P_e(i)_t$ proizvodnjo agregata i v času t , i posamezen agregat ali turbino hidroelektrarne, n število agregatov ali turbin, t pa predstavlja čas oz. uro, za katero se izračunava proizvodnja električne energije iz hidroelektrarne.

Zemeljski pospešek g je konstanta in znaša $9,81 \text{ m/s}^2$.

$\eta(i)_t$ predstavlja izkoristek agregata i v času t , in sicer predstavlja zmnožek izkoristka generatorja, transformatorja in turbine (Požar, 1978, str. 249). Vrednost izkoristka agregata je specifična za vsako hidroelektrarno in je odvisna od pretoka skozi turbino agregata (Interna gradiva podjetja IBE d.d., 2004). Za izračun vrednosti izkoristka agregata se uporablja naslednja enačba:

$$\eta(i)_t = a(i) + b(i) * Q(i)_t + c(i) * Q(i)_t^2,$$

pri čemer $a(i)$, $b(i)$ in $c(i)$ predstavljajo konstante izkoristka agregata i , medtem ko $Q(i)_t$ predstavlja pretok skozi turbino agregata i v času t .

Glede na to, da želimo z izračunom dobiti podatek o razpoložljivi moči, torej o moči, ki jo je hidroelektrarna sposobna prodajati, moramo od proizvodnje električne energije odšteti še lastno rabo elektrarne.³⁰ Lastna raba hidroelektrarne znaša cca. 1% celotne proizvedene električne energije in jo je v izračun proizvodnje električne energije najlažje vključiti preko izkoristka

³⁰ Moč elektrarne oz. moč, katero je elektrarna sposobna proizvajati, imenujemo moč na generatorju. Lastna raba elektrarne predstavlja tisto porabo električne energije, ki je nujno potrebna za nemoteno obratovanje elektrarne. Razpoložljiva ali delovna moč ali moč na pragu elektrarne predstavlja tisto moč, katero je elektrarna sposobna prodajati oz. plasirati v elektroenergetski sistem. Dobimo jo tako, da moči na generatorju odštejemo lastno rabo elektrarne.

elektrarne (agregata), in sicer tako, da izkoristek pomnožimo z ustreznim faktorjem – 99% (Interna gradiva podjetja IBE d.d., 2004).

Pretok elektrarne predstavlja seštevek pretokov skozi turbine agregatov hidroelektrarne ter prelivanja hidroelektrarne. Zapišemo ga z naslednjo enačbo:

$$Q_{e,t} = Q(1)_t + Q(2)_t + Q(3)_t + + Q(n)_t + Q_{p,t} = \sum_{i=1}^n Q(i)_t + Q_{p,t} = Q_t + Q_{p,t},$$

$$Q_t = \sum_{i=1}^n Q(i)_t,$$

pri čemer $Q_{e,t}$ predstavlja pretok elektrarne v času t , $Q(i)_t$ pretok skozi turbino agregata i v času t , Q_t pretok skozi n turbin elektrarne v času t , $Q_{p,t}$ pa prelivanje elektrarne v času t .

Velikost pretoka elektrarne, pretokov skozi turbine agregatov in prelivanja elektrarne določajo upravljavci elektrarne za doseg optimalnega obratovanja hidroelektrarne in celotnega elektroenergetskega sistema, pri čemer morajo spoštovati naslednje tehnične omejitve:

- pretok elektrarne v času t ($Q_{e,t}$) ne sme biti manjši od biološkega minimuma ($Q_{bio.min.}$), torej od minimalno zahtevanega pretoka dolvodno od hidroelektrarne

$$Q_{e,t} \geq Q_{bio.min.},$$

$$Q_{bio.min.} \geq 0,$$

- v primeru obratovanja agregata pretok skozi turbino agregata i v času t ($Q(i)_t$) ne sme biti manjši ($Q_{min.}$) ali večji ($Q_{max.}$) od tehnično predpisanega (instaliranega pretoka agregata)

$$Q(i)_{min} \leq Q(i)_t \leq Q(i)_{max},$$

$$Q_{min} \leq Q_t \leq Q_{max},$$

- pretok elektrarne v času t ($Q_{e,t}$) je lahko višji od instaliranega pretoka elektrarne ($Q_{max.}$) le v primeru prelivanja v času t ($Q_{p,t}$)³¹

$$Q_{p,t} = 0, \quad Q_{e,t} \leq Q_{max}$$

$$Q_{p,t} > 0, \quad Q_t = Q_{max}, \quad Q_{e,t} > Q_{max} \quad ter$$

- sprememba pretoka elektrarne v času t ($\Delta Q_{e,t}$) ne sme presegati maksimalno dovoljene ($\Delta Q_{max.}$)

$$\Delta Q_{e,t} \leq \Delta Q_{max.}$$

H_n predstavlja neto padec elektrarne in prikazuje razliko med koto zgornje vode ter koto spodnje vode, zmanjšano za hidravlične izgube. Pri izračunu neto padca na urni osnovi se uporablja naslednja enačba:³²

31 Hidroelektrarne prelivajo le v primeru, ko so naravni vodotoki višji od instaliranega pretoka elektrarne in/ali ko gladina vode v akumulacijskem bazenu doseže maksimalno koto zaježitve. V nasprotnem primeru prelivanje ni smotno.

32 Glede na to, da potrebujemo proizvodnjo električne energije na urni osnovi, saj skušamo s proizvodnjo pokriti urno potrošnjo električne energije, moramo v izračunu upoštevati povprečni urni, neto padec elektrarne.

$$H_{n,t} = \frac{h_{zg,t} + h_{zg,t-1}}{2} - \frac{h_{sp,t} + h_{sp,t-1}}{2} - \Delta H_t,$$

kjer $H_{n,t}$ predstavlja neto padec elektrarne v času t , $h_{zg,t}$ in $h_{zg,t-1}$ koti zgornje vode v času t in $t-1$, $h_{sp,t}$ in $h_{sp,t-1}$ koti spodnje vode v času t in $t-1$, ΔH_t pa hidravlične izgube v času t .

Zaradi omejevanja rečnega pretoka nastane pred pregrado akumulacijsko jezero, katerega velikost je odvisna od naravnega pretoka reke in pretoka elektrarne. Delež celotnega volumna akumulacijskega jezera, katerega je dovoljeno ali primerno izkoriščati za energetske potrebe, imenujemo koristni volumen. Kota zgornje vode, ponekod imenovana tudi kota zaježitve, predstavlja nadmorsko višino gladine koristnega volumna akumulacijskega jezera (glej Sl. 11, na str. 35). V primeru, da ima elektrarna na razpolago celoten koristni volumen, doseže kota zgornje vode maksimalno vrednost, v primeru, ko elektrarna izprazni celoten koristni volumen, kota zgornje vode doseže minimum. Funkcija kote zgornje vode in koristnega volumna je opredeljena z naslednjo enačbo:

$$h_{zg,t} = d + e * KV_t$$

$$KV_t = \left[Q_{n,t} - \sum_{i=1}^n Q(i)_t - Q_{p,t} \right] * 3,60 + KV_{t-1},$$

kjer d in e predstavljata konstante, $Q_{n,t}$ naravni dotok hidroelektrarne v času t , KV_t in KV_{t-1} pa koristni volumen v času t in $t-1$.

Kota spodnje vode predstavlja nadmorsko višino rečnega pretoka dolvodno od hidroelektrarne, njena višina pa je odvisna od pretoka elektrarne. Izračunamo jo z naslednjo enačbo:

$$h_{sp,t} = f + g * \left[\sum_{i=1}^n Q(i)_t + Q_{p,t} \right] + h * \left[\sum_{i=1}^n Q(i)_t + Q_{p,t} \right]^2 + j * \left[\sum_{i=1}^n Q(i)_t + Q_{p,t} \right]^3,$$

kjer f , g , h in j predstavljajo konstante.

Hidravlične izgube predstavljajo seštevek izgub na dovodnih kanalih, na čistilnih rešetkah, na vtoku, na dovodnem traktu, na iztoku elektrarne itd. (Leban et al., 2001, str. 25–30). Ponavadi so vse hidravlične izgube zajete v eni funkciji v odvisnosti od pretoka, in sicer:

$$\Delta H_t = \sum_{i=1}^n l_i * Q(i)_t^2 + m * \left[\sum_{i=1}^n Q(i)_t \right]^2,$$

kjer l_i in m predstavljata konstanti.

Na podoben način izračunamo tudi proizvodnjo verige hidroelektrarn in črpalne hidroelektrarne, pri čemer moramo v enačbi proizvodnje verige hidroelektrarn poleg naravnega dotoka upoštevati tudi pretok gorvodne hidroelektrarne, medtem ko moramo v enačbi črpalne hidroelektrarne upoštevati zmožnost prečrpavanja vode iz spodnjega v zgornji akumulacijski bazen.

3.2.1.1.2 Izračun stroškov proizvodnje v hidroelektrarnah

Izračun stroškov proizvodnje električne energije je pomemben iz dveh vidikov. Prvič, izračun stroškov pokaže, po kakšni ceni je elektrarna sposobna prodajati električno energijo. In drugič,

koliko električne energije lahko elektrarna plasira na trg z električno energijo v primerjavi z ostalimi ponudniki električne energije. Izračun stroškov proizvodnje elektrarne definira, kje se elektrarna nahajala na krivulji ponudbe.

Hidroelektrarne imajo tako variabilne kot fiksne stroške, pri čemer glavnino celotnih stroškov predstavljajo fiksni stroški. Variabilne stroške predstavljajo stroški koncesijskih dajatev, ki jih predpiše država s podelitvijo koncesije za izkoriščanje energetskega potenciala na določenem rečnem odseku.³³ Višino koncesijskih dajatev se določi za vsako hidroelektrarno posebej in je odvisna od odstotka koncesnine in od vrednosti proizvedene električne energije, ki predstavlja prihodek, ki ga hidroelektrarna doseže s prodajo električne energije (Koncesijska pogodba za izkoriščanje energetskega potenciala spodnje Save, 2002). Koncesijske dajatve so noviteta v slovenskem elektroenergetskem sistemu. Hidroelektrarne so pričele plačevati koncesijske dajatve s podpisom koncesijskih pogodb za posamezne rečne odseke v letu 2003. Odstotki koncesnine so javno objavljeni v uredbah in se razlikujejo med hidroelektrarnami, in sicer znašajo za male hidroelektrarne 3%, za srednje hidroelektrarne pa med 7% in 10%, odvisno od rečnega odseka, na katerem se nahaja hidroelektrarna. V simulacijskem modelu trga z električno energijo izračun stroškov koncesijskih dajatev upošteva javno objavljene odstotke koncesnin ter prihodke od prodaje električne energije, torej proizvodnje in prodajne cene električne energije hidroelektrarn, ki so rezultat simulacijskega modela.

Fiksni stroški predstavljajo stroške, katerih vrednost ni odvisna od količine proizvedene električne energije. Višina fiksnih stroškov se med elektrarnami razlikuje, za ocenitev vrednosti stroškov pa so potrebni natančni podatki, kot npr. podatki o nabavni vrednosti in življenjski dobi posameznih sredstev, številu zaposlenih, vrednosti najetih posojil z obrestnimi merami itd. Omenjeni podatki so zaradi uvajanja konkurence na trgu z električno energijo postali tajni, javnosti dostopni pa so le podatki iz bilanc stanja, izkazov poslovnega uspeha in poslovnih poročil podjetij, ki imajo v lasti hidroelektrarne.

Pri ocenitvi in napovedi vrednosti fiksnih stroškov so uporabljene bilance stanja in izkazi poslovnega izida Soških elektrarn Nova Gorica, Savskih elektrarn Ljubljana ter Dravskih elektrarn Maribor za obdobje 2000–2002 ter poslovni poročili Soških elektrarn Nova Gorica za leto 2002 ter Dravskih elektrarn Maribor za leto 2003.³⁴ Fiksni stroški so za posamezno podjetje ocenjeni na podlagi ocenitve in napovedi posameznih vrst stroškov, ki sestavljajo fiksne stroške podjetja, fiksni stroški hidroelektrarne pa so ocenjeni na podlagi fiksnih stroškov podjetja ter ključa razporejanja stroškov.³⁵

Fiksni stroški podjetja vključujejo stroške amortizacije, stroške dela, stroške obresti posojil, stroške zavarovanj ter stroške vzdrževanja, vključno s stroški materiala (Josipovič et al., 2002, str.

33 Koncesnina se plačuje le v primeru, ko hidroelektrarna za proizvodnjo električne energije izkorišča naravni rečni potencial, zato so črpalne hidroelektrarne oproščene plačevanja koncesnine. Po drugi strani pa variabilni strošek črpalne hidroelektrarne predstavljajo stroški nabave električne energije, ki je potrebna za prečrpavanje vode iz spodnjega v zgornji akumulacijski bazen. Višina stroškov je odvisna od količine porabljene električne energije ter od urne, tržne cene električne energije, ki velja na trgu z električno energijo v času porabe oz. prečrpavanja.

34 Vse vrednosti iz poročil so standardizirane oz. prevrednotene na stalne cene 31.12.2003.

35 Pri delitvi fiksnih stroškov podjetja na posamezno hidroelektrarno se je uporabila logika delitve posrednih stroškov, ki se razporejajo po stroškovnih nosilcih s pomočjo ključev (razdelilnikov) za razporejanje posrednih stroškov (Pučko, Rozman, 1995, str. 181). Najprimernejšo osnovo za razdelitev fiksnih stroškov podjetja na posamezne hidroelektrarne predstavlja količina proizvedene električne energije.

80–85). Stroški amortizacije predstavljajo največji delež fiksnih stroškov, njihova vrednost pa je odvisna od višine investicijskih vlaganj (nabavne vrednosti opredmetenih in neopredmetenih osnovnih sredstev) ter od življenjske dobe sredstev, od katere zavisi amortizacijska stopnja sredstva. Leta 2001 so bila vsa sredstva v elektrogospodarstvu, med drugim tudi v hidroelektrarnah, prevrednotena, in sicer je bila korigirana nabavna vrednost sredstev. Posledica prevrednotenja sredstev je zmanjšanje stroškov amortizacije od 25% do 40%, odvisno od elektrarne, zato so pri oceni in napovedi stroškov amortizacije uporabljeni le poslovni podatki od leta 2002 dalje. V primeru, da je na voljo nabavna vrednost sredstva hidroelektrarne, je strošek amortizacije ocenjen na podlagi stopnje amortizacije sredstva ter nabavne vrednosti sredstva. V primeru, da nabavna vrednost sredstva ni na voljo, je strošek amortizacije izračunan na podlagi ocenjene amortizacijske stopnje sredstva, pri čemer je upoštevana Uredba o nomenklaturi sredstev za amortizacijo z letnimi amortizacijskimi stopnjami, ter ocenjene nabavne vrednosti sredstva, izračunane na podlagi ocenjene amortizacijske stopnje in stroška amortizacije sredstva iz leta 2002. Pri izračunu stroškov amortizacije je upoštevana metoda linearnega amortiziranja. Sredstva se amortizirajo, dokler je preostala vrednost sredstva pozitivna. Glede na to, da je preostala vrednost podana le za skupino sredstev in ne za vsako sredstvo posebej, je v izračunu stroškov amortizacije upoštevano, da se nabavna vrednost sredstev vsako leto zmanjšuje za 1/3 vrednosti stroškov amortizacije sredstev predhodnega leta.³⁶ Na ta način je zajet odpis amortiziranih sredstev. Poleg amortizacije obstoječih sredstev so v izračun stroškov amortizacije zajeti tudi stroški amortizacije pričakovanih investicijskih naložb hidroelektrarn. Predpostavljeno je, da hidroelektrarna vsako leto reinvestira 1/4 vrednosti stroška amortizacije v obnovo obstoječe opreme.³⁶ V primeru modernizacije hidroelektrarne ali izgradnje nove hidroelektrarne so stroški amortizacije novih vlaganj izračunani na podlagi ocene investicijskih vrednosti ter amortizacijskih stopenj posameznih sredstev.

Drugo najvišjo stroškovno postavko predstavljajo stroški dela. Stroški dela so uvrščeni v fiksni del stroškov zaradi dveh razlogov. Prvič, slovenska zakonodaja ne dopušča oz. otežuje odpuščanje delavcev, še posebej v primeru, če so le-ti zaposleni za nedoločen čas.³⁷ In drugič, število zaposlenih v hidroelektrarni praktično ni odvisno od letne proizvodnje električne energije. Glede na to, da so vse hidroelektrarne daljinsko vodene, je večina delavcev zaposlena za administrativne potrebe elektrarne. Stroški dela so v hidroelektrarnah visoki predvsem zaradi števila zaposlenih. Na to kaže tudi podatek, da je v hidroelektrarni v povprečju zaposlenih toliko ljudi, kolikor znaša instalirana moč na pragu hidroelektrarne. V prihodnje lahko pričakujemo zniževanje stroškov dela zaradi vse večjih konkurenčnih pritiskov na trgu z električno energijo. Pri oceni vrednosti stroškov dela je predpostavljeno, da bodo stroški dela v letu 2003 enaki stroškom dela v letu 2002 in da se bodo realno zniževali vse do leta 2010, ko naj bi stroški dela dosegli povprečno vrednost stroškov dela iz obdobja 2000–2002.

Stroški obresti posojil lahko predstavljajo naslednjo po višini najvišjo stroškovno postavko. Njihova vrednost je odvisna od načina financiranja investicij hidroelektrarne. V preteklosti so se lastniki hidroelektrarn malo zadolževali, kar je bila posledica manjših investicijskih naložb, temu primerno pa so bili nizki tudi stroški obresti posojil. V zadnjem času se situacija nekoliko

36 Podatek je pridobljen preko analize podatkov iz bilanc stanja in izkazov poslovnega uspeha.

37 Nemogoče je pričakovati, da bodo lastniki hidroelektrarn odpustili delavce za čas rednega letnega remonta ali v primeru nižje proizvodnje električne energije zaradi slabih hidroloških razmer.

spreminja. Zaradi dotrajanosti opreme, povprečna življenjska doba hidroelektrarn je znašala v povprečju že 50 let, ter zaradi primanjkovanja proizvodnih kapacitet so lastniki hidroelektrarn pričeli z obnovami in izgradnjami novih hidroelektrarn. Investicijska vlaganja so visoka, zato so lastniki hidroelektrarn za pokritje finančne konstrukcije najemali oz. najemajo posojila, stroški obresti posojil pa so pričeli naraščati. Pri izračunu stroškov obresti posojil je upoštevan anuitetni način odplačevanja posojila. Vrednost anuitete je izračunana s seštevkom razlike med dolgoročnimi finančnimi obveznostmi v letu 2001 in dolgoročnimi finančnimi obveznostmi v letu 2002 ter vrednosti finančnih odhodkov za obresti in od drugih obveznosti v letu 2002. Obrestna mera posojila je izračunana z razmerjem med finančnimi odhodki za obresti in od drugih obveznosti v letu 2002 in vrednostjo dolgoročnih finančnih obveznosti v letu 2001. V primeru, da tako dobljena obrestna mera ni realna, se v izračunu upošteva 5,5% realna obrestna mera za posojilo, ustrezno pa se korigirajo tudi finančni odhodki za obresti.³⁸ V primeru, da je v poslovnem poročilu naveden drugačen način financiranja, se upošteva financiranje podjetja, navedeno v poslovnem poročilu podjetja. V primeru novih investicij je predpostavljeno, da se polovica vrednosti investicije financira s posojilom z realno obrestno mero 5,5%. Pri obnovah hidroelektrarn se upošteva 5-letno obdobje, pri izgradnjah pa 10-letno obdobje odplačevanja posojila. Doba odplačevanja posojila se razlikuje zaradi razlik v višini investicijskih vlaganj.

Pod fiksne stroške prav tako spadajo stroški vzdrževanja (stroški rednih letnih remontov), stroški zavarovanja in drugi stroški poslovanja, katerih vrednost ni odvisna od količine proizvedene električne energije. Omenjeni stroški so ocenjeni na podlagi izračuna aritmetičnega povprečja vrednosti stroškov materiala, blaga in storitev, drugih stroškov iz poslovanja in izrednih odhodkov v obdobju 2000–2002. Pri izračunu stroškov je predpostavljeno, da se vrednosti stroškov ne bodo realno povečevale.³⁹

Ocenjeni fiksni stroški podjetja so predstavljali osnovo pri določanju fiksnih stroškov posamezne hidroelektrarne znotraj podjetja. V primeru, da ima podjetje v lasti le srednje hidroelektrarne, so se fiksni stroški podjetja razporejali na hidroelektrarno preko ključev razporejanja stroškov, in sicer je predpostavljeno, da se fiksni stroški podjetja razporejajo na hidroelektrarno glede na delež proizvodnje hidroelektrarne v celotni proizvodnji podjetja.

V primeru, da ima podjetje poleg srednjih hidroelektrarn v lasti tudi male hidroelektrarne, je razmejitev stroškov bolj zapletena. Male hidroelektrarne predstavljajo kvalificirane proizvajalce električne energije, ki imajo s strani države garantirano odkupno ceno električne energije (Uredba o pogojih za pridobitev statusa kvalificiranega proizvajalca električne energije, 2001, Uredba o pravilih za določitev cen in za odkup električne energije od kvalificiranih proizvajalcev električne energije, 2002). Osnovno odkupno ceno oz. enotno letno ceno električne energije določi vlada Republike Slovenije vsaj enkrat letno in je korigirana glede na število obratovalnih let elektrarne, velikost napetostnega omrežja, na katerega je elektrarna priključena, ter višino prejetih, nepovratnih, državnih subvencij. Vrednost enotne letne cene električne energije je z oceno podana v tabeli 3 (glej Tab. 3, na str. 43).

38 To se dogodi v primeru, ko v finančnih odhodkih za obresti in od drugih obveznosti niso zajeti samo stroški obresti posojil.

39 Na to kažejo tudi težnje lastnikov elektrarn k čim večji racionalizaciji obratovalnih stroškov.

Tabela 3: Enotna letna cena električne energije za male hidroelektrarne v Sloveniji (v stalnih cenah na dan 31.12.2003, v EUR/MWh)⁴⁰

Velikost mHE	VELJAVNA CENA			NAPOVED					
	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
– do 1 MW	65,42	62,06	62,04	60,36	58,67	56,98	55,30	53,61	51,92
– od 1 do 10 MW	63,09	59,86	59,86	58,24	56,62	55,01	53,39	51,78	50,16

Vir: Sklep o cenah in premijah za odkup električne energije od kvalificiranih proizvajalcev električne energije, 2002, str. 1, Sklep o cenah in premijah za odkup električne energije od kvalificiranih proizvajalcev električne energije, 2004, str. 1.

Namen enotne letne cene električne energije je v doseganju rentabilnosti investicij v obnovljive vire energije, med katere spadajo tudi male hidroelektrarne. Dejstvo je, da so takšne investicije zaradi majhnega obsega proizvodnje in visokih investicijskih vlaganj nerentabilne, zato jih država »subvencionira« preko odkupne cene električne energije.⁴¹ Cene so oblikovane tako, da so pokriti letni stroški obratovanja elektrarne. Zato je pri razmejitvi fiksnih stroškov predpostavljeno, da so fiksni stroški malih hidroelektrarn, enaki prihodkom iz prodaje električne energije po enotni letni ceni, zmanjšani za stroške koncesijskih dajatev. Torej je predpostavljeno, da podjetje nima dobička iz naslova poslovanja malih hidroelektrarn. Preostali del fiksnih stroškov podjetja, to so fiksni stroški podjetja zmanjšani za fiksne stroške malih hidroelektrarn, se pokrije z obratovanjem srednjih hidroelektrarn. Razmejitev fiksnih stroškov srednjih hidroelektrarn se izvede na podoben način kot razmejitev fiksnih stroškov v primeru, ko ima podjetje v lasti samo srednje hidroelektrarne.

Stroške proizvodnje električne energije v hidroelektrarni tako izračunamo z naslednjo enačbo:

$$TC_{e,t} = VC_{e,t} + FC_{e,t}$$

$$TC_{e,t} = k_e * P_{e,t} * Pr_t + P_{e,t} * \frac{(FC - Pr_M * P_M * (1 - k_M))}{P_S},$$

kjer $TC_{e,t}$ predstavlja celotne stroške proizvodnje električne energije hidroelektrarne v času t , $VC_{e,t}$ variabilne stroške elektrarne v času t , $FC_{e,t}$ fiksne stroške elektrarne v času t , k_e odstotek koncesnine hidroelektrarne, $P_{e,t}$ proizvodnjo električne energije hidroelektrarne v času t , Pr_t tržno ceno električne energije v času t , FC fiksne stroške podjetja, Pr_M enotno letno ceno električne energije za male hidroelektrarne, P_M letno proizvodnjo električne energije malih hidroelektrarn, ki so v lasti podjetja, k_M odstotek koncesnine malih hidroelektrarn, P_S pa letno proizvodnjo električne energije srednjih hidroelektrarn, ki so v lasti podjetja.

3.2.1.2 Primer izračuna proizvodnje hidroelektrarne

Prikaz izračuna proizvodnje električne energije iz hidroelektrarne je podan na primeru hidroelektrarne Moste, ki predstavlja prvo elektrarno na reki Savi in je načrtovana kot akumulacijska elektrarna za proizvodnjo vršne energije. Pregrada leži v najožjem delu savskega

⁴⁰ Pri izračunu je upoštevan srednji tečaj EUR/SIT Banke Slovenije na dan 31.12.2003 v vrednosti 236,6974. Pri napovedi je upoštevana negativna letna rast enotne letne cene električne energije, izračunana iz enotne letne cene električne energije iz leta 2002 in leta 2004. Napoved predpostavlja, da se bo negativna letna rast enotne letne cene električne energije iz obdobja 2002–2004 nadaljevala tudi v obdobju 2005–2010.

⁴¹ Glavni namen financiranja investicij v obnovljive vire energije je v izpolnjevanju pogojev Kjotskega protokola, kot je doseganje ustreznega deleža obnovljivih virov energije v energetske bilanci in omejevanje CO₂ emisij.

kanjona, v soteski Kavčke pod Žirovnico, in je s 60 m višine tudi najvišja pregrada v Sloveniji (Interna gradiva podjetja Savske elektrarne Ljubljana d.o.o., 2004).

Energetski sistem hidroelektrarne Moste predstavljata dve elektrarni, hidroelektrarni Moste in Završnica, ponekod imenovana kot hidroelektrarna Moste 4. Hidroelektrarno Moste predstavljajo trije agregati (agregat 1, 2 in 3) in proizvajajo električno energijo z izkoriščanjem energetskega potenciala reke Save. Akumulacijski bazen elektrarne je eden največjih v Sloveniji in edini omogoča tedensko izravnavo pretokov. Hidroelektrarno Završnica predstavlja en agregat (agregat 4) in izkorišča energetski potencial potoka Završnica.

Obratovanje elektrarn je medsebojno odvisno, in sicer zaradi dovodnega rova in kote spodnje vode.⁴² Zaradi poddimenzioniranosti skupnega dovodnega rova, v katerega se iztekata vodi reke Save in potoka Završnice, obratovanje ene elektrarne vpliva na višino maksimalnega možnega pretoka skozi turbine druge elektrarne, zaradi skupne kote spodnje vode pa obratovanje ene elektrarne vpliva na višino neto padca druge elektrarne. V obeh primerih obratovanje ene elektrarne vpliva na zmanjšanje razpoložljive moči druge elektrarne. Prav zaradi medsebojne odvisnosti obratovanja pa sta elektrarni vedno obravnavani kot celota oz. kot energetski sistem hidroelektrarne Moste.

Izračun proizvodnje energetskega sistema hidroelektrarne Moste je prikazan v Prilogi 5, na podoben način pa so izračunane tudi proizvodnje drugih hidroelektrarn.

3.2.1.3 Spisek hidroelektrarn z okvirnimi karakteristikami

Simulacijski model trga z električno energijo pri pokrivanju potrošnje električne energije upošteva v spodnji tabeli navedene hidroelektrarne.

Pri izboru hidroelektrarn je upoštevano pravilo, da so v simulacijski model zajete vse obstoječe hidroelektrarne ter vse bodoče obnove in izgradnje hidroelektrarn, katere investicijske odločitve so bile sprejete in potrjene pred 1.1.2004 in katere bodo obnovljene ali zgrajene pred 1.1.2010. Tako so upoštevane: obnova hidroelektrarn Vuhred in Ožbalt v letu 2004, hidroelektrarne Medvode v letu 2005, hidroelektrarne Zlatoličje, vključno z jezom Melje, v letu 2008, izgradnja male hidroelektrarne Klavžarica v letu 2004, izgradnja hidroelektrarne Boštanj v letu 2006 in hidroelektrarne Blanca v letu 2009.

Simulacijski model trga z električno energijo upošteva tudi proizvodnjo malih hidroelektrarn, saj imajo kot kvalificirani proizvajalci električne energije s strani države garantiran odkup celotne količine proizvedene električne energije po zjamčeni ceni. Male hidroelektrarne vplivajo na višino proizvodnje ostalih elektrarn v elektroenergetskem sistemu, medtem ko ne vplivajo na oblikovanje tržne cene električne energije.

⁴² Dovodni rov predstavlja cevovod, preko katerega teče voda do turbin.

Tabela 4: Spisek hidroelektrarn z okvirnimi tehničnimi karakteristikami in proizvodjalnimi stroški v Sloveniji

HE	TEHNIČNI PODATKI				EKON. PODATKI	
	Moč na pragu (v MW)	Instaliran pretok (v m ³ /s)	Koristni volumen (v 000 m ³)	Bruto padec (v m)	Delež koncesije	FC (v mio EUR)
Dravograd	26,60	420	1.024	8,95	10%	32,71
Vuzenica	56,00	550	1.801	13,76	10%	
Vuhred	73,60	550	2.231	17,40	10%	
Ožbalt	74,20	550	1.351	17,40	10%	
Fala	58,00	555	909	14,59	10%	
Mariborski otok	61,50	550	2.206	14,20	10%	
Zlatoličje in jez Melje	126+2 (133)	520 (550)	181	33,00	10%	
Formin in jez Markovci	112+1	510	3.929	28,99	10%	
Moste	13,50	31	3.125	70,45	7%	13,77
Završnica	8,00	6	135	177,20	7%	
Mavčiče	38,00	260	1.700	21,00	7%	
Medvode	21 (24,60)	140 (150)	1.120	21,20	7%	
Vrhovo	40,56 (39,57)	500	1.365	12,50 (9,80)	7%	
Boštanj	37 (34,83)	500	1.000	11,70 (9,00)	10%	3,75 ⁴³
Blanca	43,88	500	1.390	13,59	10%	6,31 ⁴⁴
Doblar 1	30,00	75	1.435	48,50	7%	15,13
Doblar 2	40,00	105			7%	
Plave 1	15,00	75	416	26,22	7%	
Plave 2	20,00	105		30,50	7%	
Solkan	31,00	180	1.150	21,24	7%	
mHE SENG	23,07 (23,37)	n.a.			3%	
mHE ELGO	10,62	n.a.			3%	n.a.
mHE ELLJ	2,43	n.a.			3%	n.a.
mHE ELMB	2,40	n.a.			3%	n.a.
mHE ELCE	1,28	n.a.			3%	n.a.
Druge mHE	36,51	n.a.			3%	n.a.

Vir: Predstavitev hidroelektrarn podjetja Dravske elektrarne Maribor, 2004, str. 1–8, SLEGRS, 2002, str. 157–158, Tehnični podatki o hidroelektrarnah podjetja Savske elektrarne Ljubljana, 2004, str. 1–8, Josipovič et al., 2002a, str. 350–452, Josipovič et al., 2004, str. 80–95, Duhovnik et al., 2003, str. 24–96, Kimovec et al., 2002, str. 65, Josipovič et al., 2002, str. 80–100, Hidroelektrarne podjetja Soške elektrarne Nova Gorica, 2004, str. 1, Šturm et al., 2004, str. 212–245, Leban et al., 2001, str. 15, Leban et al., 2002, str. 45, Začetek izgradnje mHE Klavžarica, 2003, str. 1, Uredba o koncesiji za rabo reke Drave za proizvodnjo električne energije, 2003, str. 3, Uredba o koncesiji za rabo vode za proizvodnjo električne energije v hidroelektrarnah do 10 MW nazivne moči, za katere je bilo pridobljeno vodnogospodarsko dovoljenje, 2003, str. 1, Uredba o koncesiji za rabo reke Save za proizvodnjo električne energije v hidroelektrarnah HE Moste, HE Mavčiče in HE Medvode, 2003, str. 3, Koncesijska pogodba za izkoriščanje

43 V izračunu fiksnih stroškov je upoštevan le energetski del investicije. Vrednost fiksnih stroškov prikazuje povprečje vrednosti fiksnih stroškov v obdobju 2007–2010.

44 V izračunu fiksnih stroškov je upoštevan le energetski del investicije. Vrednost fiksnih stroškov je razmeroma visoka zaradi visokih stroškov obresti posojil in prikazuje vrednost fiksnih stroškov za leto 2010.

energetskega potenciala spodnje Save, 2002, str. 42–43, Koncesijska pogodba za gospodarsko izkoriščanje vode Soče, Idrijce in Bače za proizvodnjo električne energije, 2003, str. 13.

Opomba: Številke v oklepajih predstavljajo nove tehnične karakteristike elektrarne v primeru obnove ali izgradnje elektrarne. V primeru malih hidroelektrarn tehnične karakteristike niso navedene, saj je v sklopu mHE SENG zajetih 22, v sklopu mHE ELGO (male hidroelektrarne Elektro Gorenjska) 15, v sklopu mHE ELLJ (Elektro Ljubljana) 10, v sklopu mHE ELMB (Elektro Maribor) 6 in v sklopu mHE ELCE (Elektro Celje) 5 malih hidroelektrarn. V sklopu druge mHE so zajete male hidroelektrarne samoproizvajalcev ter zasebne male hidroelektrarne. Vrednosti pod rubriko FC prikazujejo povprečne fiksne stroške hidroelektrarn v obdobju 2004–2010 in so izraženi v stalnih cenah na dan 31.12.2003.

3.2.2 Termoelektrarne

Elektrarno, ki proizvaja električno energijo na podlagi toplotne energije goriva, imenujemo termoelektrarna. Termoelektrarne razvrščamo na več različnih načinov, in sicer glede na vrsto goriva, ki ga uporablja elektrarna v proizvodnem procesu, ter output elektrarne. Glede na vrsto goriva delimo termoelektrarne na:

- premogovne termoelektrarne, ki pri proizvodnji električne energije izrabljajo energetsko vrednost premoga,
- plinske termoelektrarne, ki pri proizvodnji električne energije izrabljajo energetsko vrednost plina,
- termoelektrarne na biomaso, ki pri proizvodnji električne energije izrabljajo energetsko vrednost lesnih ostankov ter
- sežigalnice ali termične obdelave odpadkov oz. termoelektrarne na odpadke, ki pri proizvodnji električne energije izrabljajo energetsko vrednost nenevarnih odpadkov.

V Sloveniji imamo vse vrste termoelektrarn, razen sežigalnic, ki postajajo zaradi problematike prezasedenosti odlagališč nenevarnih odpadkov vse bolj zanimive. Premogovne termoelektrarne proizvedejo večinski delež »termo energije«, pri proizvodnji električne energije pa uporabljajo lignit (Termoelektrarna Šoštanj), rjavi premog (Termoelektrarna Trbovlje) in indonezijski premog (Termoelektrarna-toplarna Ljubljana). Plinske termoelektrarne pri proizvodnji električne energije uporabljajo zemeljski plin (Termoelektrarna Brestanica), v določenih primerih pa se pojavljajo tudi termoelektrarne na bioplin (Javno podjetje Snaga, Ljubljana). Slednje in termoelektrarne na biomaso proizvajajo električno energijo izključno za lastne potrebe, zato se s takšno energijo na trgu z električno energijo ne trguje.

Glede na output delimo termoelektrarne na:

- klasične termoelektrarne, ki proizvajajo izključno električno energijo, ter
- termoelektrarne-toplarnne, ki v istem proizvodnem procesu proizvajajo tako toplotno kot električno energijo.⁴⁵

V Sloveniji pravo klasično termoelektrarno predstavlja Termoelektrarna Brestanica. Termoelektrarni Šoštanj in Trbovlje sta sicer klasificirani kot klasični termoelektrarni, vendar pa elektrarni poleg električne energije proizvajata tudi toplotno energijo kot odpadno energijo. Edino pravo termoelektrarno-toplarno predstavlja Termoelektrarna-toplarna Ljubljana.

⁴⁵ Termoelektrarne-toplarnne so elektrarne, ki omogočajo daljinsko ogrevanje naselij.

3.2.2.1 Proizvodnja v termoelektrarnah

3.2.2.1.1 Izračun proizvodnje električne energije v termoelektrarnah

Termoelektrarne pri proizvodnji električne energije izkoriščajo kinetično energijo. Razpoložljiva moč ali moč na pragu termoelektrarne zavisi od temperature zraka ali vode v okolici elektrarne, odvisno od načina hlajenja proizvodnega procesa elektrarne, ter od lastne rabe elektrarne (Interna gradiva podjetja IBE d.d., 2004). Maksimalno razpoložljivo moč elektrarne izračunamo z naslednjo osnovno enačbo:

$$\max.P_e = a_e + b_e * T_e,$$

pri čemer $\max.P_e$ predstavlja maksimalno proizvodnjo električne energije oz. moč na pragu elektrarne, a_e in b_e konstanti, ki zajemata korelacijo proizvodnje elektrarne ter lastne rabe in temperature vode ali zraka v okolici elektrarne, T_e pa predstavlja temperaturo reke ali zraka v okolici elektrarne.

Podobno kot pri hidroelektrarnah imajo tudi termoelektrarne več agregatov. Z razliko od hidroelektrarn pri termoelektrarni obratovanje enega agregata ni odvisno od obratovanja drugega agregata, velikost enega agregata v večini primerov presega instalirano moč na pragu ene hidroelektrarne, v določenih primerih pa lahko agregati znotraj ene termoelektrarne pri proizvodnji električne energije uporabljajo različno gorivo. Prav zaradi omenjenih značilnosti se v elektroenergetskem sistemu obravnava vsak agregat termoelektrarne posebej.

Enačbo za izračun maksimalne razpoložljive moči elektrarne v danem trenutku zapišemo:

$$\begin{aligned} \max.P_{e,t} &= \max.P_e(1)_t + \max.P_e(2)_t + \max.P_e(3)_t + \dots + \max.P_e(n)_t = \sum_{i=1}^n \max.P_e(i)_t, \\ \max.P_e(i)_t &= a_e(i) + b_e(i) * T_{e,t} \end{aligned}$$

pri čemer $\max.P_{e,t}$ predstavlja maksimalno razpoložljivo moč elektrarne v času t , $\max.P_e(i)_t$ maksimalno razpoložljivo moč agregata i v času t , i posamezen agregat termoelektrarne, n število agregatov termoelektrarne, $a_e(i)$ in $b_e(i)$ konstanti agregata i , $T_{e,t}$ temperaturo reke ali zraka v okolici termoelektrarne v času t , t pa predstavlja čas oz. uro, za katero se izračunava proizvodnja električne energije iz termoelektrarne.

Dejansko moč elektrarne, torej moč s katero elektrarna obratuje v določenem trenutku, za doseg optimalnega obratovanja celotnega elektroenergetskega sistema določajo upravljalci termoelektrarne, pri čemer morajo upoštevati naslednje tehnične omejitve:

1. Dejanska moč agregata i termoelektrarne ($P_e(i)_t$) v času t ne sme biti manjša od tehničnega minimuma ($\min.P_e(i)$), torej od minimalne moči agregata i , pri kateri lahko turbina – agregat i še obratuje, ter ne sme biti višja od maksimalne moči agregata i ($\max.P_e(i)_t$) v času t

$$\min.P_e(i) \leq P_e(i)_t \leq \max.P_e(i)_t.$$

2. Sprememba moči agregata i ($\Delta P_e(i)_t$) v času t ne sme presegati maksimalno dovoljene spremembe moči agregata i ($\max.\Delta P_e(i)$)

$$\Delta P_e(i)_t \leq \max.\Delta P_e(i).$$

3. Trajanje hladnega in vročega zagona ter trajanje zaustavitve agregata. Hladni zagon agregata predstavlja zagon agregata iz hladnega (mirujočega) stanja oz. iz stanja, ko turbine agregata niso v pogonu. Vroči zagon predstavlja zagon agregata iz faze zaustavljanja, ko ima turbina še določeno število vrtljajev oz. ko je turbina še vedno v pogonu in ne dosega tehničnega minimuma. Vroči zagon agregata se uporablja v primeru neuspelega prvotnega zagona agregata ali v primeru povišanja potreb po električni energiji (Barbič et al., 1997, str. 705). Krivulja trajanja hladnega in vročega zagona prikazuje čas, ki je potreben od zagona agregata elektrarne do trenutka, ko agregat doseže tehnični minimum, in do trenutka, ko agregat doseže maksimalno moč. Povedano drugače, krivulja trajanja hladnega in vročega zagona pove, koliko časa je potrebno, da lahko agregat elektrarne začne proizvajati električno energijo. Krivulja zaustavitve agregata pa predstavlja ravno obraten proces, in sicer pove, koliko časa je potrebno, da lahko agregat elektrarne preneha s proizvodnjem električne energije. Krivuljo trajanja hladnega in vročega zagona ter krivuljo zaustavitve agregata termoelektrarne zapišemo z naslednjo enačbo:

$$\begin{aligned} t(i)_t &> a_e(i), \min.P_e(i) \leq P_e(i)_t \leq \max.P_e(i) \\ t(i)_t &= a_e(i), P_e(i)_t = \min.P_e(i) \\ t(i)_t &< a_e(i), P_e(i)_t = 0 \end{aligned},$$

$$\begin{aligned} t(i)_t &< b_e(i), \min.P_e(i) \leq P_e(i)_t \leq \max.P_e(i) \\ t(i)_t &= b_e(i), P_e(i)_t = \min.P_e(i) \\ t(i)_t &> b_e(i), P_e(i)_t = 0 \end{aligned}$$

kjer $t(i)_t$ predstavlja časovno dolžino zagona ali zaustavitve agregata i termoelektrarne, $a_e(i)$ konstanto agregata i , ki predstavlja čas, ki je potreben od zagona agregata pa vse do trenutka, ko agregat doseže tehnični minimum, $b_e(i)$ pa predstavlja konstanto agregata i , ki ponazarja čas, ki je potreben za zmanjšanje moči agregata, in sicer od maksimalne moči do tehničnega minimuma agregata.⁴⁶

Poleg zgoraj omenjenih tehničnih omejitev obratovanja termoelektrarn veljajo za termoelektrarne-toplarne še dodatne omejitve obratovanja. Termoelektrarne-toplarne z izkoriščanjem energetske vrednosti goriva proizvajajo paro. Količina proizvedene pare je odvisna od moči elektrarne v danem trenutku. Proizvedeno paro elektrarne uporabljajo za proizvodnjo električne energije, toplotne energije ter tehnološke pare. Razporejanje proizvedene pare na proizvodnjo toplotne in električne energije diktirajo potrebe po toplotni energiji. Iz proizvodnega procesa se vzame toliko pare, da so potrebe po toplotni energiji oz. tehnološki pari v celoti zadovoljene. Preostali del pare pa se nameni za proizvodnjo električne energije.

Izračun proizvodnje električne energije se med termoelektrarnami ne razlikuje, se pa razlikujejo omejitve, ki določajo višino razpoložljive moči elektrarne. Pri plinskih termoelektrarnah sta razlika med maksimalno razpoložljivo močjo in tehničnim minimumom ter maksimalna dovoljena sprememba moči elektrarne višji kot pri premogovnih termoelektrarnah, medtem ko sta zagonski čas in čas zaustavitve elektrarne pri plinskih termoelektrarnah nižja kot pri

46 Funkciji hladnega in vročega zagona se razlikujeta glede na vrednost konstante $a_e(i)$, pri čemer je vrednost konstante pri hladnem zagonu višja od vrednosti konstante pri vročem zagonu.

premogovnih termoelektrarnah. Plinske termoelektrarne so glede spremembe v potrošnji električne energije bolj fleksibilne kot premogovne termoelektrarne.

3.2.2.1.2 Izračun stroškov proizvodnje v termoelektrarnah

Termoelektrarne imajo podobno kot hidroelektrarne variabilne in fiksne stroške z razliko, da variabilni stroški predstavljajo večji del celotnih proizvodnih stroškov. Termoelektrarne se med seboj razlikujejo glede na delež variabilnih stroškov v celotnih stroških proizvodnje. Pri premogovnih termoelektrarnah predstavljajo variabilni stroški okoli 60% celotnih stroškov, medtem ko predstavljajo pri plinskih termoelektrarnah okoli 80% celotnih stroškov proizvodnje.⁴⁷ Delež variabilnih stroškov v celotnih stroških proizvodnje sicer zavisi od količine proizvedene električne energije. Višja kot je letna proizvodnja termoelektrarne, višji je delež variabilnih stroškov. V primeru, da termoelektrarna ne proizvaja električne energije, npr. v primeru, ko termoelektrarna predstavlja rezervo v elektroenergetskem sistemu, predstavljajo celotne stroške proizvodnje le fiksni stroški.

Velikost variabilnih stroškov je odvisna od količine porabljenega goriva ter od cene goriva, ki ga termoelektrarna oz. agregat uporablja pri proizvodnji električne energije. Poraba goriva agregata je odvisna od proizvodnje električne energije ter izkoristka agregata. Večja kot je proizvodnja električne energije, večja je poraba goriva in večji kot je izkoristek agregata, nižja je poraba goriva. Poraba goriva agregata in termoelektrarne se izračunava z naslednjo enačbo:

$$Q_e(i)_t = a_e(i) + b_e(i) * P_e(i)_t + c_e(i) * [P_e(i)_t]^2$$
$$Q_{e,t} = \sum_{i=1}^n Q_e(i)_t,$$

pri čemer $Q_{e,t}$ predstavlja porabo goriva elektrarne v času t , $Q_e(i)_t$ porabo goriva agregata i v času t , $a_e(i)$, $b_e(i)$ in $c_e(i)$ konstante, ki predstavljajo korelacijo med izkoristkom agregata, močjo agregata in porabo goriva, t uro oz. čas obratovanja, $P_e(i)_t$ predstavlja dejansko moč agregata v času t , n pa predstavlja število agregatov termoelektrarne.⁴⁸

Cena goriva termoelektrarne oz. agregata je odvisna od vrste goriva, ki ga termoelektrarna oz. agregat uporablja za proizvodnjo električne energije. Termoelektrarna Šoštanj uporablja pri proizvodnji električne energije lignit, ki ga Premogovnik Velenje pridobiva izključno za potrebe Termoelektrarne Šoštanj. Cena lignita je določena s pomočjo izkaza poslovnega izida Premogovnika Velenje za leto 2002 ter Statističnega letopisa energetskega gospodarstva Republike Slovenije za leto 2002, in sicer je cena lignita izračunana z razmerjem med prihodki od prodaje na domačem trgu Premogovnika Velenje v letu 2002 in količino lignita, ki ga je kupila Termoelektrarna Šoštanj v letu 2002. Cena lignita je z napovedjo podana v tabeli 5 (glej Tab. 5, na str. 50).

47 Pri izračunu deleža variabilnih stroškov v proizvodnih stroških je predpostavljeno, da obe vrsti termoelektrarn obratujeta v pasu oz. obratujeta celo leto, razen v času remontov, 24 ur na dan.

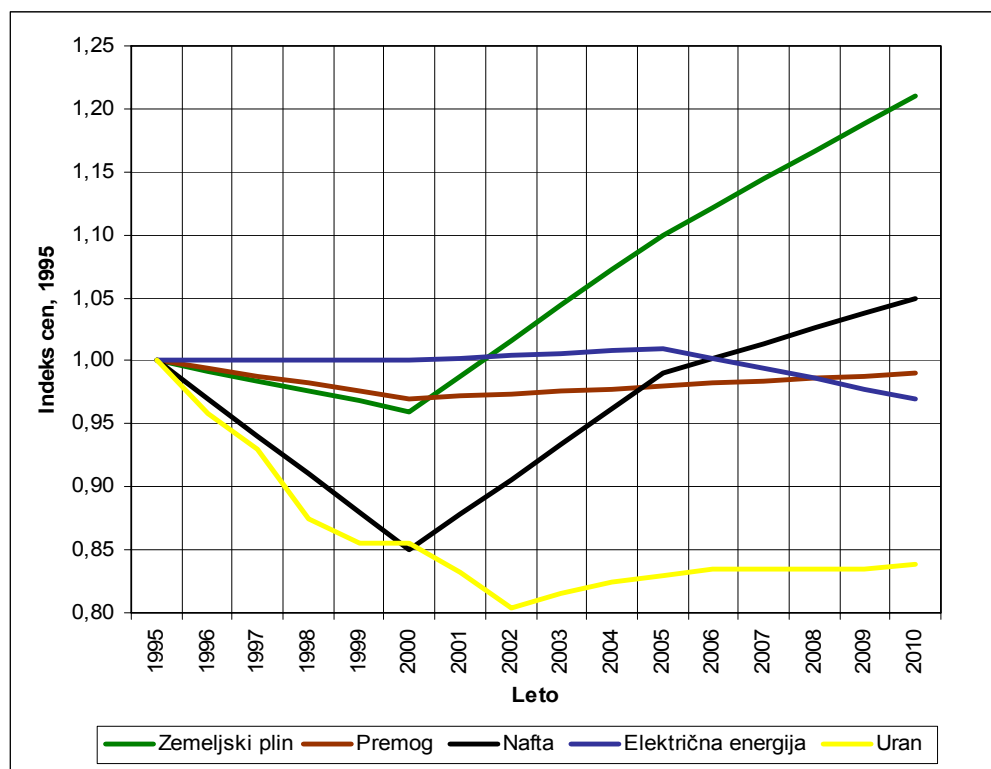
48 Večji kot je izkoristek elektrarne, nižje so konstante $a_e(i)$, $b_e(i)$ in $c_e(i)$ in nižji kot je izkoristek elektrarne, višja so vrednosti konstant $a_e(i)$, $b_e(i)$ in $c_e(i)$.

Tabela 5: Cena lignita oz. cena goriva Termoelektrarne Šoštanj z napovedjo za obdobje 2003–2010 (v stalnih cenah na dan 31.12.2003)

Cena lignita	2002	NAPOVED							
		2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
v EUR/GJ	2,62	2,63	2,63	2,64	2,64	2,65	2,65	2,66	2,66
v EUR/t	27,50	27,56	27,61	27,67	27,72	27,78	27,84	27,89	27,95

Vir: Izkaz poslovnega izida Premogovnika Velenje, 2002, str. 1, SLEGRS, 2002, str. 143–144.

Slika 12: Rasti cene energentov z napovedjo v Evropski uniji v obdobju 1995–2010



Vir: European Union Energy Outlook to 2020, 1999, str. 180, Hutzler, 2004a, str. 83.

Opomba: Rasti cene zemeljskega plina, premoga, nafte in električne energije so povzete iz energetskega letopisa Evropske unije, medtem ko je rast cene urana povzeta iz letnega energetskega letopisa ZDA.

Napoved cene lignita temelji na predpostavki, da bo rast cene lignita sovpadala z rastjo evropske cene premoga. Predpostavljeno je, da bo realna letna rast cene lignita v obdobju 2003–2010 v povprečju znašala 0,20%. Napoved rasti evropske cene premoga je povzeta iz energetskega letopisa Evropske unije in je prikazana na zgornji sliki.

Termoelektrarna Trbovlje pri proizvodnji električne energije izrablja energetske vrednosti rjavega premoga. Elektrarna kupuje rjavi premog od Rudnika Trbovlje Hrastnik, ki izkopava premog izključno za potrebe Termoelektrarne Trbovlje.⁴⁹ Cena rjavega premoga je izračunana z razmerjem med vrednostjo prihodkov od prodaje električne energije na domačem trgu Rudnika Trbovlje Hrastnik leta 2002 in vrednostjo nabavljene količine rjavega premoga Termoelektrarne Trbovlje v istem letu. Napoved cene rjavega premoga temelji na istih predpostavkah kot napoved cene lignita.

49 Predpostavljeno je, da bo Rudnik Trbovlje Hrastnik obratoval do konca leta 2010.

Tabela 6: Cena rjavega premoga oz. cena goriva Termoelektrarne Trbovlje z napovedjo za obdobje 2003–2010 (v stalnih cenah na dan 31.12.2003)

Cena rjavega premoga	2002	NAPOVED							
		2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
v EUR/GJ	3,37	3,37	3,38	3,39	3,39	3,40	3,41	3,41	3,42
v EUR/t	37,79	37,86	37,94	38,01	38,09	38,17	38,24	38,32	38,40

Vir: Izkaz poslovnega izida Rudnika Trbovlje Hrastnik, 2002, str. 1, SLEGRS, 2002, str. 143–144, European Union Energy Outlook to 2020, 1999, str. 180.

Termoelektrarna-toplarna Ljubljana porablja pri proizvodnji električne energije, toplotne energije in tehnološke pare indonezijski premog. Cena indonezijskega premoga vključuje osnovno ceno indonezijskega premoga, stroške zavarovanja transporta, stroške transporta do luke Koper, stroške pretovarjanja v luki Koper in v Termoelektrarni-toplarni Ljubljana ter stroške prevoza iz luke Koper do Termoelektrarne-toplarni Ljubljana. Vrednost cene indonezijskega premoga do luke Koper znaša 35 USD/t oz. 28 EUR/t (Debeljak et al., 2004, str. 3).⁵⁰ Preostali del cene indonezijskega premoga predstavljajo stroški povezani z raztovarjanjem in prevozom premoga na relaciji Koper – Ljubljana.

Tabela 7: Cena indonezijskega premoga oz. cena goriva Termoelektrarne-toplarni Ljubljana z napovedjo za obdobje 2004–2010 (v stalnih cenah na dan 31.12.2003)

Cena indonezijskega premoga	2003	NAPOVED						
		2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
v EUR/GJ	2,06	2,28	2,59	2,82	2,76	3,76	3,45	3,78
v EUR/t	40,74	45,19	51,27	55,92	54,65	74,43	68,31	74,88
v USD/GJ	2,57	2,57	2,57	2,57	2,57	3,97	3,97	3,98
v USD/t	50,92	50,92	50,92	50,92	50,92	78,54	78,67	78,79

Vir: Debeljak et al., 2004, str. 3, European Union Energy Outlook to 2020, 1999, str. 180.

Oktobra 2003 je Termoelektrarna-toplarna Ljubljana podpisala pogodbo o dobavi indonezijskega premoga do luke Koper, in sicer se je dobavitelj obvezal dobaviti 1,43 mio t premoga po fiksni ceni 35 USD/t, pogodba pa dovoljuje tudi povečanje pogodbene količine do 20% (Debeljak et al., 2004, str. 3). Glede na trenutno gibanje svetovnih cen premoga, vključno s stroški prevoza, je v napovedi cene indonezijskega premoga predpostavljeno, da bo Termoelektrarne-toplarna Ljubljana izkoristila pogodbeno klavzulo o povečanju pogodbene količine. Glede na trenutno porabo premoga lahko elektrarna proizvaja energijo z indonezijskim premogom po s pogodbo določeni ceni vse do septembra 2007, nato pa bo morala elektrarna podpisati novo pogodbo o dobavi indonezijskega premoga.⁵¹

Napoved cene indonezijskega premoga od septembra 2007 dalje temelji na ceni indonezijskega premoga iz decembra 2003, ko je vključno s stroški prevoza znašala 62 USD/t oz. 49,60 EUR/t (Debeljak et al., 2004, str. 3). Drastičen dvig svetovne cene premoga je posledica višjih stroškov ladijskega transporta, zaradi povečanja mednarodnega povpraševanja po železovi rudi in premogu (Hutzler et al., 2004, str. 87–88). V napovedi cene indonezijskega premoga je

⁵⁰ Izračun upošteva srednji tečaj USD/SIT Banke Slovenije na dan 31.12.2003 v vrednosti 189,3674.

⁵¹ Napoved cene premoga za Termoelektrarno-toplarno Ljubljana predpostavlja, da bo elektrarna tudi po septembru 2007 pri proizvodnji energije uporabljala indonezijski premog, saj je le-ta v primerjavi z vsemi drugimi vrstami uvoženega premoga najcenejši (European Union Steam Coal Import Costs from Non-EU Countries, 2003, str. 1).

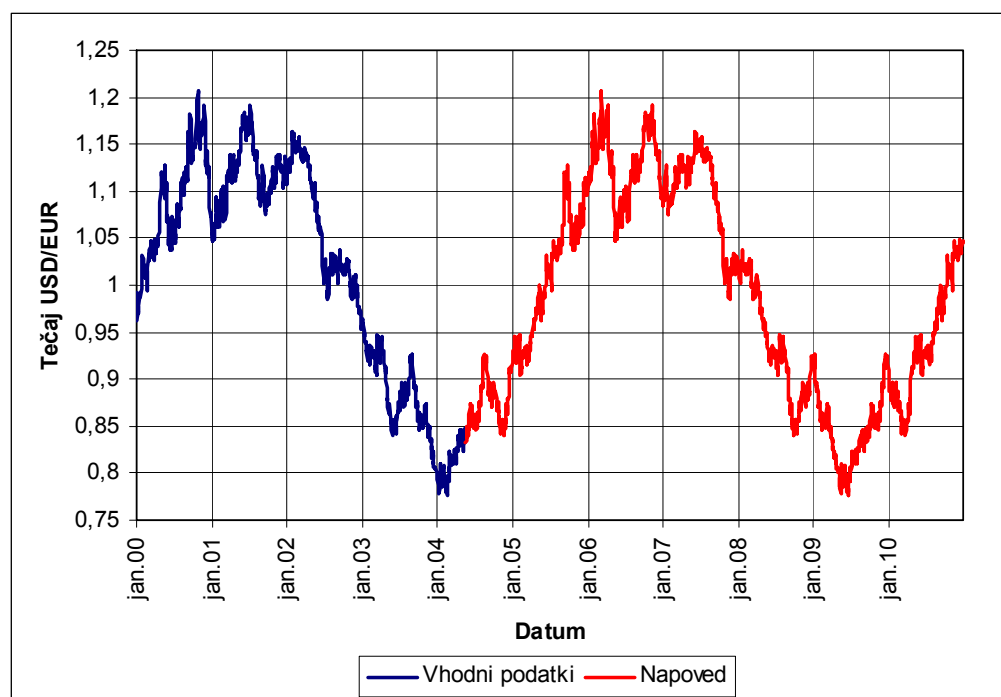
predstavljeno, da se bodo tendence v zvezi s stroški ladijskega prevoza nadaljevale tudi v prihodnje, osnovna cena indonezijskega premoga pa bo sledila predpostavljeni rasti cene premoga iz energetskega letopisa Evropske unije.

V napovedi cene indonezijskega premoga je prav tako predpostavljeno, da se stroški pretovarjanja v luki Koper in v Termoelektrarni-toplarni Ljubljana ter stroški prevoza iz luke Koper do Termoelektrarne-toplarni Ljubljana v obdobju 2003–2010 ne bodo realno povečevali.

Pri napovedovanju cen indonezijskega premoga in drugih energentov, kot npr. zemeljskega plina, nafte, kurilnega olja, je potrebno upoštevati tudi gibanje deviznega tečaja USD/EUR, saj so cene omenjenih energentov vezane na vrednost ameriškega dolarja. Vrednost tečaja USD/EUR je v decembru 2003 dosegla najnižjo raven, temu primerno pa so bile nizke tudi cene uvoženih energentov. V primeru, da bi osnovo pri napovedovanju cen energentov, katerih vrednosti so vezane na ameriški dolar, predstavljale cene v EUR konec decembra 2003, bi bile napovedane cene energentov napačne oz. prenizke. Zaradi omenjenega razloga se je v napoved cen energentov, katerih cene so vezane na ameriški dolar, vključila napoved gibanja tečaja USD/EUR.

Gibanje tečaja USD/EUR je dolgoročno praktično nemogoče napovedati, saj je vrednost deviznega tečaja odvisna od politične strategije in gospodarskih gibanj tako ZDA kot Evropske unije. Zato napoved gibanja deviznega tečaja USD/EUR predpostavlja, da bo gibanje tečaja USD/EUR sledilo preteklim vzorcem gibanja tečaja. V napovedih cen indonezijskega premoga in drugih energentov, katerih cene so vezane na vrednost ameriškega dolarja, je upoštevana povprečna letna napovedana vrednost deviznega tečaja USD/EUR.

Tabela 8: Gibanje tečaja USD/SIT v obdobju jan. 2000–apr. 2004 z napovedjo za obdobje maj 2004–dec. 2010



Vir: Arhiv dnevni deviznih tečajev, 2004, str 1.

Tabela 9: Napoved povprečne letne vrednosti deviznega tečaja USD/EUR za obdobje 2004–2010

Tečaj	NAPOVED						
	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
USD/EUR	0,84982	1,009164	1,130916	1,097717	0,937478	0,842809	0,9407

Vir: Arhiv dnevnih deviznih tečajev, 2004, str. 1, European Union Energy Outlook to 2020, 1999, str. 180.

Zaradi lažje preglednosti napovedovanja cen indonezijskega premoga in drugih energentov, katerih vrednosti so vezane na ameriški dolar, so napovedane cene omenjenih energentov predstavljene tako v EUR kot v USD.

Termoelektrarna Brestanica pri proizvodnji električne energije izkorišča energetske vrednosti ekstra lahkega kurilnega olja ter zemeljskega plina. Napoved cene ekstra lahkega kurilnega olja upošteva ceno ekstra lahkega kurilnega olja iz decembra 2003, letno realno rast cene ekstra lahkega kurilnega olja ter povprečno letno napovedano vrednost deviznega tečaja USD/EUR. Cena ekstra lahkega kurilnega olja ne vključuje trošarin, takse CO₂ ter DDV. Pri napovedi letne realne rasti cene ekstra lahkega kurilnega olja je predpostavljeno, da rast cene ekstra lahkega kurilnega olja sovpada z rastjo cene nafte. Predpostavljeno je, da bo realna letna rast cene ekstra lahkega kurilnega olja v obdobju 2003–2010 v povprečju znašala 1,80% (European Union Energy Outlook to 2020, 1999).

Tabela 10: Cena ekstra lahkega kurilnega olja oz. cena goriva Termoelektrarne Brestanica z napovedjo za obdobje 2004–2010 (v stalnih cenah na dan 31.12.2003)⁵²

Cena ELKO	2003	NAPOVED						
		2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
v EUR/GJ	6,57	7,18	8,76	9,94	9,76	8,44	7,68	8,67
v EUR/t	275,22	300,53	366,88	416,07	408,70	353,23	321,37	363,00
v USD/GJ	8,22	8,45	8,68	8,79	8,89	9,00	9,11	9,22
v USD/t	344,01	353,64	363,55	367,91	372,32	376,79	381,31	385,89

Vir: Cene kurilnega olja EL, 2004, str. 1, Interna gradiva podjetja Energetika Ljubljana d.o.o., 2004, European Union Energy Outlook to 2020, 1999, str. 180.

Napoved cene zemeljskega plina vključuje povprečno prodajno ceno zemeljskega plina za dobavo tarifnim odjemalcem na prenosnem omrežju iz decembra 2003, tarifni sistem za dobavo zemeljskega plina tarifnim odjemalcem na prenosnem omrežju, letno realno rast cene zemeljskega plina ter povprečno letno napovedano vrednost deviznega tečaja USD/EUR. Povprečna prodajna cena zemeljskega plina za dobavo tarifnim odjemalcem na prenosnem omrežju ne vključuje trošarin, takse CO₂ in DDV. Pri napovedi letne realne rasti povprečne cene zemeljskega plina za dobavo tarifnim odjemalcem na prenosnem omrežju je predpostavljeno, da bo le-ta sovpadala z napovedjo rasti evropske cen zemeljskega plina. Predpostavljeno je, da bo realna letna rast povprečne cene zemeljskega plina za dobavo tarifnim odjemalcem na prenosnem omrežju v obdobju 2003–2010 v povprečju znašala 2,43% (European Union Energy Outlook to 2020, 1999).

⁵² Cena ekstra lahkega kurilnega olja vsebuje trošarino in takso na CO₂.

Tabela 11: Povprečna cena zemeljskega plina za dobavo tarifnim odjemalcem na prenosnem omrežju z napovedjo za obdobje 2004–2010 (v stalnih cenah na dan 31.12.2003)

Cena	2003	NAPOVED						
		2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
v EUR/GJ	4,42	4,82	5,89	6,74	6,69	5,84	5,36	6,12
v USD/GJ	5,52	5,68	5,83	5,96	6,09	6,23	6,36	6,50

Vir: Analiza cen zemeljskega plina, 2004, str. 1, European Union Energy Outlook to 2020, 1999, str. 180.

Napoved cene zemeljskega plina za Termoelektrarno Brestanica temelji na modelu Geoplina z upoštevanjem tarifnega sistema za dobavo zemeljskega plina odjemalcem na prenosnem omrežju,⁵³ in sicer je cena zemeljskega plina za Termoelektrarno Brestanica v največji meri odvisna od povprečne cene zemeljskega plina za dobavo tarifnim odjemalcem na prenosnem omrežju ter od letne in dnevne porabe zemeljskega plina elektrarne. Pri napovedi cene zemeljskega plina za Termoelektrarno Brestanica je upoštevano, da bo elektrarna letno porabila cca.18 milijonov Sm³ plina letno oz. da bo največji dnevni odjem plina elektrarne znašal 77 tisoč Sm³.

Tabela 12: Cena zemeljskega plina oz. cena goriva Termoelektrarne Brestanica z napovedjo za obdobje 2004–2010 (v stalnih cenah na dan 31.12.2003)

Cena	2003	NAPOVED						
		2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
v EUR/GJ	4,14	4,52	5,52	6,32	6,27	5,47	5,03	5,74
v USD/GJ	5,18	5,32	5,47	5,59	5,71	5,84	5,97	6,10

Vir: Tarifni sistem za dobavo zemeljskega plina tarifnim odjemalcem na prenosnem omrežju, 2002, str. 2–12 European Union Energy Outlook to 2020, 1999, str. 180.

Fiksni stroški pri termoelektrarnah so izračunani na podoben način kot fiksni stroški pri hidroelektrarnah. Edina razlika je le v izračunu stroškov amortizacije ter stroškov materiala, blaga in storitev. Izračun stroškov amortizacije pri termoelektrarnah upošteva poleg predpostavk, ki so bile uporabljene pri izračunu stroškov amortizacije pri hidroelektrarnah, tudi prenehanje obratovanja posameznih agregatov termoelektrarne. Prenehanje obratovanja agregata termoelektrarne je upoštevano preko nabavne vrednosti sredstev, in sicer se na leto prenehanja obratovanja agregata zmanjša nabavna vrednost sredstev elektrarne za nabavno vrednost sredstev agregata. V izračunu je predpostavljeno, da je nabavna vrednost sredstev agregata enaka zmnožku nabavne vrednosti sredstev termoelektrarne in deleža instalirane moči agregata v instalirani moči termoelektrarne.

Pri termoelektrarnah so v stroških materiala, blaga in storitev zajeti fiksni in variabilni stroški. Fiksni stroški materiala, blaga in storitev so izračunani na podlagi razlike med stroški blaga, materiala in storitev in variabilnimi stroški termoelektrarne, pri čemer so upoštevane dejanske cene in porabe energentov. V fiksnih stroških materiala, blaga in storitev so zajeti tudi stroški mazuta, zato je v napovedi fiksnih stroškov materiala, blaga in storitev zajeta tudi napoved stroškov mazuta, ki predpostavlja, da bo realna letna rast cene mazuta sovpadala z realno letno

⁵³ Nabavna cena zemeljskega plina TE Brestanica temelji na posebni pogodbi med Geoplinom, TE Brestanica in tujim dobaviteljem zemeljskega plina. Pogodbena določila so javnosti nedostopna, zato napoved cene zemeljskega plina upošteva tarifni sistem za dobavo zemeljskega plina odjemalcem na prenosnem omrežju ob upoštevanju dejanskih nabavnih cen zemeljskega plina TE Brestanica v letu 2002 in 2003.

rastjo cene nafte, ki bo v obdobju 2003–2010 v povprečju znašala 1,80% (European Union Energy Outlook to 2020, 1999). Cene mazuta so prav tako vezane na vrednost ameriškega dolarja, zato je v napovedi cene mazuta upoštevana tudi napoved gibanja vrednosti deviznega tečaja USD/EUR.

Tabela 13: Cena mazuta z napovedjo za obdobje 2004–2010 (v stalnih cenah na dan 31.12.2003)

Cena mazuta	2003	NAPOVED						
		2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
v EUR/GJ	6,76	7,39	9,02	10,22	10,04	8,68	7,90	8,92
v EUR/t	271,54	296,50	361,95	410,49	403,22	348,49	317,06	358,13
v USD/GJ	8,45	8,69	8,93	9,04	9,15	9,26	9,37	9,48
v USD/t	339,39	348,90	358,67	362,97	367,32	371,73	376,19	380,71

Vir: Cene naftnih derivatov, 2004, str. 1, Podkrižnik, 2002, str. 16, SLEGRS, 2002, str. 143–144, Interna gradiva podjetja Energetika Ljubljana d.o.o., 2004, European Union Energy Outlook to 2020, 1999, str. 180.

V primeru prenehanja obratovanja agregata termoelektrarne so fiksni stroški materiala, storitev in blaga zmanjšani za vrednosti fiksnih stroškov materiala, blaga in storitev agregata. Izračun predpostavlja, da so fiksni stroški materiala, blaga in storitev agregata enaki zmnožku fiksnih stroškov blaga, materiala in storitev termoelektrarne in deleža instalirane moči agregata v instalirani moči termoelektrarne.

Stroške proizvodnje električne energije v termoelektrarni so izračunani z naslednjo enačbo:

$$TC_e(i)_t = VC_e(i)_t + FC_e(i)_t = Q_e(i)_t * Pe_t + P_e(i)_t * \frac{FC_e}{\sum_{i=1}^n P_e(i)}$$

$$TC_{e,t} = \sum_{i=1}^n TC_e(i)_t$$

kjer $TC_{e,t}$ predstavlja celotne stroške proizvodnje električne energije termoelektrarne v času t , $TC_e(i)_t$ celotne stroške proizvodnje električne energije agregata i v času t , $VC_e(i)_t$ variabilne stroške agregata i v času t , FC_e letne fiksne stroške elektrarne, $FC_e(i)_t$ fiksne stroške agregata i v času t , $Q_e(i)_t$ porabo goriva agregata i v času t , Pe_t tržno ceno goriva v času t , $P_e(i)_t$ proizvodnjo električne energije agregata i v času t , $P_e(i)$ letno proizvodnjo električne energije agregata i , n število agregatov termoelektrarne, t pa čas, za katerega se izračunavajo stroški termoelektrarne.

3.2.2.2 Primer izračuna proizvodnje termoelektrarne

Izračun proizvodnje električne energije iz termoelektrarne je prikazan na primeru bloka 5 Termoelektrarne Šoštanj. Termoelektrarna Šoštanj je bila zgrajena z namenom izkoriščanja bogatih nahajališč lignita pod Šaleško dolino. Izgradnja elektrarne je potekala postopoma in je sledila potrebam po električni energiji. Prva bloka sta bila zgrajena v letu 1956, zadnji peti blok z instalirano močjo na generatorju 345 MW pa je bil zgrajen leta 1978 (Interna gradiva podjetja Termoelektrarna Šoštanj d.o.o., 2004).

Termoelektrarna Šoštanj proizvaja električno energijo in toplotno energijo kot odpadno energijo. Z instalirano močjo na generatorju 755 MW termoelektrarna pokriva tretjino slovenskih potreb po električni energiji, v kriznih obdobjih pa tudi polovico potreb po električni energiji.

Povprečna letna proizvodnja elektrarne se giblje med 3,8 in 4,2 TWh električne energije, za kar v elektrarni porabijo približno od 4,2 do 4,4 milijonov ton lignita.

Izračun proizvodnje bloka 5 Termoelektrarne Šoštanj je prikazan v Prilogi 6, na podoben način pa so izračunane tudi proizvodnje drugih termoelektrarn.

3.2.2.3 Spisek termoelektrarn z okvirnimi karakteristikami

Pri izboru termoelektrarn je upoštevano pravilo, da so v simulacijskem modelu trga z električno energijo zajete vse obstoječe termoelektrarne s predvidenimi zaustavitvami agregatov ter vse bodoče obnove oz. izgradnje novih termoelektrarn, za katere so bile investicijske odločitve sprejete in potrjene pred 1.1.2004 in katere bodo obnovljene ali zgrajene pred 1.1.2010.

Tabela 14: Spisek termoelektrarn z okvirnimi tehničnimi karakteristikami in proizvodnimi stroški v Sloveniji

Elektrarne	TEHNIČNI PODATKI			EKONOMSKI PODATKI	
	Max. moč na pragu ⁵⁴ (v MW)	Min. moč na pragu (v MW)	Gorivo	VC ⁵⁵ (v EUR/GJ)	FC (v mio EUR)
TEŠ – blok 1	26,90	14	lignit	2,65	89,02
TEŠ – blok 2	26,90	14	lignit	2,65	
TEŠ – blok 3	67,30	34	lignit	2,65	
TEŠ – blok 4	246,60	130	lignit	2,65	
TEŠ – blok 5	300,40	140	lignit	2,65	
TEB – PB 1	21	12,60	ZP	5,55	16,36
TEB – PB 2	21	12,60	ZP	5,55	
TEB – PB 3	21	12,60	ZP	5,55	
TEB – PB 4	111 / 126	66	ZP / ELKO	5,55 / 8,63	
TEB – PB 5	111 / 126	66	ZP / ELKO	5,55 / 8,63	
TEB – TA 1	10	6	ZP	5,55	
TEB – TA 2	11	6,60	ZP	5,55	
TET – blok 2	115,80	80	rj. premog	3,40	16,49
TET – PB 5	31	4	ELKO	8,63	
TET – PB 6	31	4	ELKO	8,63	
TE – TOL – blok 1	29	14,50	ind. premog	3,06	12,38 ⁵⁶
TE – TOL – blok 2	29	14,50	ind. premog	3,06	
TE – TOL – blok 3	45	14,50	ind. premog	3,06	
TE – TOL – PTB 1	80	48	ZP	5,26	
Ostale TE	67,80	n.a.	različno	n.a.	n.a.

Vir: SLEGRS, 2002, str. 159, Duhovnik et al., 2003a, str. 21–32, Interna gradiva podjetja IBE d.d., 2004, Interna gradiva podjetja Termoelektrarna Šoštanj d.o.o., 2004, Interna gradiva podjetja Termoelektrarna Brestanica d.o.o.,

⁵⁴ Maksimalna moč elektrarne je predstavljena za primer, ko znaša zunanja temperatura zraka ali vode v okolici elektrarne 0°C.

⁵⁵ Velikost variabilnih stroškov na MWh je odvisna od porabe goriva oz. od moči elektrarne v določeni uri, zato je velikost variabilnih stroškov prikazana v enoti EUR/GJ, ki je konstantna ne glede na porabo goriva oz. moč elektrarne.

⁵⁶ Pri izračunu fiksnih stroškov za proizvodnjo električne energije Termoelektrarne-toplarne Ljubljana je predpostavljeno, da le-ti znašajo 53,50% celotnih fiksnih stroškov za proizvodnjo toplotne in električne energije ter tehnološke pare.

2004, Interna gradiva podjetja Termoelektrarna Trbovlje d.o.o., 2004, Interna gradiva podjetja Termoelektrarna-toplarna Ljubljana, 2004, Kimovec, 2003, str. 125–136.

Opomba: Kratice v zgornji tabeli pomenijo: Termoelektrarna Šoštanj (TEŠ), Termoelektrarne Brestanica (TEB), Termoelektrarna Trbovlje (TET), Termoelektrarna-toplarna Ljubljana (TE-TOL), plinski blok (PB), toplotni blok (TA), plinsko-toplotni blok (PTB), zemeljski plin (ZP), ekstra lahko kurilno olje (ELKO), rjavi premog (rj. premog), indonezijski premog (ind. premog). Vrednosti pod rubriko VC in FC prikazujejo povprečne variabilne in fiksne stroške termoelektrarn v obdobju 2004–2010 in so izraženi v stalnih cenah na dan 31.12.2003.

V simulacijskem modelu trga z električno energijo so upoštevane zaustavitve parnih agregatov (TA1 in TA2) Termoelektrarne Brestanica v letu 2003, plinskoparnih agregatov (PB5 in PB6) Termoelektrarne Trbovlje ter bloka 2 Termoelektrarne-toplarne Ljubljana v letu 2007. Od novogradenj oz. obnov je upoštevana le izgradnja plinskoparnega agregata v Termoelektrarni-toplarni Ljubljana v letu 2008, ki naj bi nadomestil proizvodnjo toplotne in električne energije bloka 2.

Ostale termoelektrarne predstavljajo vse termoelektrarne samoproizvajalcev z instalirano močjo pod 10 MW. Omenjene elektrarne predstavljajo kvalificirane proizvajalce električne energije, ki imajo s strani države garantirano odkupno količino in ceno električne energije. Termoelektrarne z instalirano močjo pod 10 MW vplivajo na višino proizvodnje električne energije drugih elektrarn v elektroenergetskem sistemu, medtem ko ne vplivajo na oblikovanje tržne cene električne energije.

3.2.3 Nuklearna elektrarna

Ideja o izgradnji nuklearne elektrarne sega v šestdeseta leta. Zaradi naraščajočih potreb po električni energiji na Hrvaškem in v Sloveniji sta republiki leta 1970 sklenili dogovor o gradnji dveh jedrskih elektrarn, in sicer na lokaciji Prevlaka in Krško. Sredstva za izgradnjo obeh jedrskih elektrarn bi v enakih deležih zagotovili obe republiki. Prvega decembra 1974 se je pričela izgradnja prve, manjše jedrske elektrarne z močjo 632 MW, Nuklearne elektrarne Krško, ki je zaradi kasnejših političnih razmer in pomanjkanja finančnih sredstev ostala tudi edina jedrska elektrarna v bivši Jugoslaviji in Sloveniji (Interna gradiva podjetja Nuklearna elektrarna Krško d.o.o., 2004).

Nuklearna elektrarna Krško je bila večkrat modernizirana. Največja modernizacija elektrarne je potekala v letu 2000 z zamenjavo uparjalnikov, ki sta omogočila zvišanje moči na pragu elektrarne na današnjih 676 MW. Nuklearna elektrarna Krško proizvede več kot pet milijonov MWh na leto. Polovica proizvedene električne energije se izvozi na Hrvaško, preostala polovica proizvedene električne energije pa je namenjena pokrivanju slovenskih potreb po električni energiji.

Teoretično predstavlja nuklearna elektrarna termoelektrarno, saj pri proizvodnji električne energije izkorišča energetska vrednost goriva. Zaradi varnostnih ukrepov, ki so posledica uporabe radioaktivnega goriva, ter nefleksibilnosti proizvodnje električne energije pa je Nuklearni elektrarni Krško dodeljen poseben status v slovenskem elektroenergetskem sistemu.

Proizvodnja električne energije v Nuklearni elektrarni Krško je odvisna od temperature zraka v okolici elektrarne ter od temperature reke Save. Elektrarna proizvaja pasovno energijo praktično preko celega leta. Proizvodnja električne energije je ustavljena le v primeru izrednih okvar ter za

čas rednega letnega remonta, saj elektrarna v primeru zaustavitve za doseg polne moči potrebuje več kot 24 ur. Zaradi tehničnih karakteristik se elektrarna tudi ni sposobna prilagati urnim, dnevnim in celo tedenskim spremembam v potrošnji električne energije. Zaradi varnostnih ukrepov se vrednost moči elektrarne, s tem pa tudi količina proizvedene električne energije, planira na podlagi hidrometeoroloških napovedi za najmanj en teden vnaprej.

Nuklearna elektrarna Krško pri proizvodnji električne energije izkorišča energetske vrednosti uranovega dioksida, ki je dodatno obogaten z uranom 235. Za proizvodnjo električne energije je potrebno letno zamenjati tretjino iztrošenega goriva. Nabavna vrednost goriva je vsako leto različna in je odvisna od sklenjenih dolgoročnih pogodb o dobavi obogatene urana. V obdobju 1999–2002 se je nabavna vrednost obogatene urana gibala med 10 mio in 19 mio USD (Letno poslovno poročilo NEK, 2002).

Pri napovedi cene obogatene urana je upoštevana povprečna pogodbeno vrednost obogatene urana v obdobju 1999–2002, pričakovana povprečna letna proizvodnja Nuklearne elektrarne Krško, letna realna rast cene surovega urana, vrednost prispevka za varno skladiščenje in končno odlaganje izrabljenega goriva in radioaktivnih odpadkov iz NEK ter varno razgradnjo NEK ter povprečna letna napovedana vrednost deviznega tečaja USD/EUR. Pri napovedi cene obogatene urana je predpostavljeno, da bo letna realna rast cene surovega urana v obdobju 2003–2010 v povprečju znašala 0,51% (Hutzler, 2004a, str. 83).

Tabela 15: Cena obogatene urana s prispevkom za varno skladiščenje, končno odlaganje izrabljenega goriva in radioaktivnih odpadkov ter varno razgradnjo Nuklearne elektrarne Krško z napovedjo za obdobje 2004–2010 (v stalnih cenah na dan 31.12.2003)

Cena	2003	NAPOVED						
		2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
v EUR/MWh	4,04	4,31	5,14	5,78	5,61	4,79	4,31	4,82
v USD/MWh	5,05	5,08	5,09	5,11	5,11	5,11	5,11	5,12

Vir: Letno poslovno poročilo NEK, 2002, str. 10, SLEGRS, 2002, str. 159, Zbiranje sredstev za financiranje razgradnje NEK in za odlaganje radioaktivnih odpadkov iz NEK, 2004, str. 1, Hutzler, 2004a, str. 83.

Fiksni stroški jedrske elektrarne so izračunani na podoben način kot fiksni stroški pri termoelektrarnah, le da so v tem primeru v izračunu stroškov amortizacije upoštevane investicije v modernizacijo opreme elektrarne, kot npr. zamenjava nizkotlačnih delov turbine (Malešič et al., 2002, str. 43–46, Skubic, 2003a, str. 32–33).

Tabela 16: Ocena fiksnih stroškov Nuklearne elektrarne Krško (v stalnih cenah na dan 31.12.2003)

Cena	2003	NAPOVED						
		2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
v EUR	127,48	126,65	125,79	124,91	126,28	125,64	124,67	123,67

Vir: Interna gradiva podjetja Nuklearna elektrarna Krško, 2004, Malešič et al., 2002, str. 43–46, Skubic, 2003a, str. 32–33.

3.3 UVOZ IN IZVOZ ELEKTRIČNE ENERGIJE

Velikosti domače proizvodnje električne energije ne determinira samo domača potrošnja električne energije, temveč tudi tuja potrošnja in proizvodnja električne energije oz. izvoz in uvoz električne energije. Izvoz domače električne energije se pojavlja v primeru:

1. Odvečnih domačih proizvodnih kapacitet

Elektroenergetski sistem se lahko sooča z odvečnimi proizvodnimi kapacitetami tekom celega leta, meseca ali dneva. Proizvodne kapacitete so tekom leta neizkoriščene zaradi previsoke dolgoročne napovedi potrošnje električne energije, ki je predstavlja osnovo pri planiranju proizvodnih zmogljivosti. Odvečne proizvodne kapacitete tekom sezone ali meseca so posledica sezonskega nihanja potrošnje električne energije. Velikost proizvodnih kapacitet v elektroenergetskem sistemu je zasnovana tako, da je možno s proizvodnimi kapacitetami pokriti največje konice obremenitve pozimi, kar posledično vpliva na neizkoriščenost proizvodnih kapacitet poleti, v času nižjih konic obremenitve. Na zasedenost proizvodnih kapacitet tekom dneva vpliva nepričakovan padec dnevne potrošnje električne energije. Zaradi nefleksibilnosti proizvodnih enot predstavlja izvoz električne energije najlažji način reševanja stabilnosti elektroenergetskega sistema.

2. Ugodnejših domačih cen električne energije

Električno energijo je možno izvažati v primeru, ko je domača cena električne energije cenejša od cene električne energije države uvoznice in od cen električne energije ostalih držav izvoznic električne energije.

3. Pomanjkanja tujih proizvodnih kapacitet

Pomanjkanje proizvodnih kapacitet v državi uvoznici nastane ravno zaradi nasprotnih vzrokov kot odvečne proizvodne kapacitete v državi izvoznici, in sicer zaradi prenizke dolgoročne napovedi potrošnje električne energije, nezmožnosti pokrivanja maksimalnih konic obremenitve ter zaradi nepričakovanega dviga dnevne potrošnje električne energije.

Uvoz električne energije se pojavlja ravno v nasprotnih primerih kot izvoz električne energije, ko z odvečnimi proizvodnimi kapacitetami razpolagajo druge države, ko je cena električne energije v tujini ugodnejša od domače cene električne energije ter ko primanjkuje domačih proizvodnih kapacitet.

Ne glede na omenjene izvozne in uvozne pogoje predstavlja glavni dejavnik pri določanju izvoznih in uvoznih kapacitet zmogljivost prenosnih omrežij držav izvoznic in uvoznic električne energije. Prenosno omrežje v Sloveniji predstavlja 220 kV in 400 kV vodi, ki so v lasti upravljavca prenosnega omrežja ELES. Slovensko prenosno omrežje je povezano s tremi sosednjimi državami, in sicer preko naslednjih vodov (Prenosno omrežje Republike Slovenije, 2004):

- Italija:
 - 400 kV vod Divača – Redipuglia,
 - 220 kV vod Divača – Padriciano,
- Avstrija:
 - 2x400 kV vod Maribor – Kainachtal,
 - 220 kV vod Podlog – Obersielach,

– Hrvaška:

- 2x400 kV vod Krško – Tumbri,
- 400 kV vod Divača – Melina,
- 220 kV vod Divača – Pehlin,
- 220 kV vod Cirkovci – Mraclin.

V pripravi pa je tudi izgradnja 400 kV voda Cirkovci – Pince, ki bo končan predvidoma konec leta 2007 in bo povezal slovensko in madžarsko prenosno omrežje (Janjić, 2003, str. 34).

Glede na napetost in število vodov, ki povezujejo državna prenosna omrežja, se določijo izvozne in uvozne kapacitete oz. moč električne energije, ki jo je možno plasirati med državami. Izvozne in uvozne kapacitete so določene z naslednjo enačbo:

$$ATC = TTC - TRM - NTF = NTC - NTF.$$

TTC (angl. Total Transfer Capacity) ali prenosna kapaciteta je pričakovana maksimalna moč električne energije, ki jo je možno plasirati med prenosnima omrežjema dveh držav brez vpliva na stabilnost prenosnega omrežja oz. zanesljivost oskrbe z električno energijo v obeh državah, ob predpostavki, da so scenariji obratovanja elektrarn in stanje prenosnega omrežja v obeh državah poznani vnaprej (Definitions of Transfer Capacities in Liberalised Electricity Markets, 2001). Vrednost TTC je odvisna od termičnih omejitev vodov (preprečevanje pregrevanje omrežja), od napetostnih omejitev vodov ter od omejitev stabilnosti prenosnega omrežja (Net Transfer Capacities and Available Transfer Capacities in the Internal Market of Electricity in Europe, 2000).⁵⁷

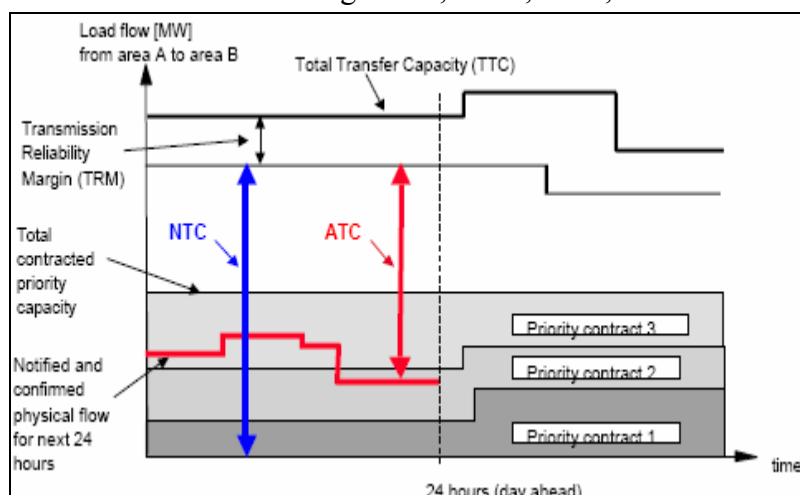
TRM (angl. Transmission Reliability Margin) ali meja prenosne zanesljivosti predstavlja mejo zanesljivosti za obvladovanje tveganja izračunane TTC, ki nastane zaradi nenamernih deviacij regulacije frekvence, nujnih medsebojnih pomoči za doseg stabilnosti prenosnih omrežij ter zaradi morebitnih napak v izračunu TTC (Procedures for Cross-Border Transmission Capacity Assesments, 2001).

NTC (angl. Net Transfer Capacity) ali neto prenosna kapaciteta je maksimalna moč električne energije, ki jo je možno plasirati med prenosnima omrežjema dveh držav brez vpliva na stabilnost prenosnega omrežja ob upoštevanju tehničnih negotovosti bodočega stanja prenosnega omrežja obeh držav (Definitions of Transfer Capacities in Liberalised Electricity Markets, 2001).

NTF (angl. Notified Transmission Flow) ali zabeležen prenosni tok, ponekod poimenovan tudi AAC (angl. Already Allocated Capacity) ali že dodeljene prenosne kapacitete, predstavlja že zasedene neto prenosne kapacitete kot posledica podpisanih pogodb o čezmejnih prenosnih zmogljivostih (Net Transfer Capacities and Available Transfer Capacities in the Internal Market of Electricity in Europe, 2000).

⁵⁷ Pri določanju TTC je potrebno upoštevati tudi UCTE varnostno pravilo »n-1«, kar pomeni, da je potrebno pri planiranju TTC vzeti v zakup izpad največjega daljnovoda, ki povezuje sosednji državi (Procedures for Cross-Border Transmission Capacity Assesments, 2001). S tega vidika nova povezava slovenskega prenosnega omrežja z madžarskim ne bo pripomogla k povišanju čezmejnih prenosnih zmogljivosti za komercialne namene.

Slika 13: Slikovna razlaga TTC, TRM, NTC, NTF in ATC



Vir: Net Transfer Capacities and Available Transfer Capacities in the Internal Market of Electricity in Europe, 2000, str. 10.

Potrebno je poudariti, da je NTF le v izjemnih primerih enak pogodbeno določenim čezmejnimi prenosnim zmogljivostim. Dejstvo je, da električni tok teče od države izvoznice do države uvoznice električne energije po omrežju, kjer je najmanj upora oz. tam, kjer je prenosno omrežje najmanj obremenjeno. Tako lahko električni tok teče po prenosnem omrežju tranzitnih držav, v katerem prenosne kapacitete niso bile pogodbeno zakupljene.⁵⁸ V tem primeru je NTF višji od pogodbeno določenih čezmejnih prenosnih zmogljivosti tranzitne države. S takšnim problemom se sooča ravno Slovenija, ko del električne energije, proizvedene v zahodni in vzhodni Evropi, teče preko Slovenije v Italijo.

ATC (angl. Available Transfer Capacity) ali razpoložljiva prenosna kapaciteta predstavlja moč električne energije, ki jo je možno plasirati med prenosnima omrežjema dveh držav za komercialne potrebe, brez vpliva na stabilnost prenosnega omrežja ob upoštevanju tehničnih negotovosti bodočega stanja prenosnega omrežja obeh držav ter dejanskega oz. zabeleženega prenosnega toka med državama (Definitions of Transfer Capacities in Liberalised Electricity Markets, 2001).

TTC, TRM in NTC sprva določijo upravljavci prenosnega omrežja posameznih držav, pri čemer upoštevajo čezmejne prenosne kapacitete le s sosednjimi državami. Izračunane NTC posredujejo evropskemu upravljavcu prenosnega omrežja ETSO (angl. European Transmission System Operator), ki NTC države ustrezno korigira ob upoštevanju vseh mednarodnih čezmejnih prenosnih kapacitet. Za Slovenijo veljajo naslednji korigirani NTC (Indicative values for Net Transfer Capacities, 2004):

- pozimi:
 - Avstrija: 600 MW,
 - Italija: 380 MW,
 - Hrvaška: 1.200 MW,
- poleti:
 - Avstrija: 650 MW,

⁵⁸ Tranzitna država je tista država, ki omogoča tranzit oz. prenos električne energije od države izvoznice do države uvoznice električne energije.

-
- Italija: 300 MW,
 - Hrvaška: 1.000 MW.⁵⁹

Na podlagi korigiranih NTC upravljavci prenosnih omrežij določajo preko bilateralnih pogodb obseg komercialnega trgovanja med državami uvoznici in izvoznici električne energije, ki je oddan proizvajalcem ali trgovcem z električno energijo z javnimi razpisi za dodelitev čezmejnih prenosnih zmogljivosti za izvoz ali uvoz električne energije v ali iz sosednje države. V Sloveniji dodeljuje čezmejne prenosne zmogljivosti za komercialne potrebe ELES, in sicer je in bo možno trgovati preko bilateralnih pogodb do leta 2008 z naslednjimi količinami (Razpis za dodelitev čezmejnih prenosnih zmogljivosti za izvoz električne energije v Italijo, 2004, Popravek razpisa za dodelitev čezmejnih prenosnih zmogljivosti za izvoz električne energije v Italijo, 2004, Razpis za dodelitev čezmejnih prenosnih zmogljivosti za uvoz električne energije iz Avstrije, 2004):

- uvoz pasovne energije na meji z Avstrijo v količini 150 MW,
- uvoz vršne energije na meji z Avstrijo med 8 in 20 uro med delavniki v višini 100 MW,
- izvoz nočne energije na meji z Italijo od januarja do aprila ter od oktobra do decembra v višini 170 MW,
- izvoz nočne energije na meji z Italijo od maja do septembra v višini 135 MW,
- izvoz trapezne energije na meji z Italijo od januarja do aprila ter od oktobra do decembra v višini 190 MW ter
- izvoz trapezne energije na meji z Italijo od maja do septembra v višini 150 MW.⁶⁰

V simulacijskem modelu trga z električno energijo je predpostavljeno, da bo možno komercialno trgovati preko bilateralnih pogodb s podobnimi čezmejnimi prenosnimi kapacitetami z Avstrijo vse do leta 2010, medtem ko z Italijo do leta 2008. Poleg tega je upoštevan tudi izvoz pasovne energije na meji s Hrvaško, in sicer v količini polovice proizvedene moči Nuklearne elektrarne Krško.

Čezmejne prenosne kapacitete namenjene za komercialne namene določajo maksimalne količine električne energije, ki jih je možno plasirati med Slovenijo in sosednjimi državami v določenem trenutku. Dejansko komercialno trgovanje je lahko višje od komercialnega trgovanja preko bilateralnih pogodb in zavisi od ATC, potreb po električni energiji ter od proizvodnih zmogljivosti v določenem trenutku doma in v tujini. Če bi hoteli natančno določiti količine električne energije, ki se bodo poleg količin predvidenih z bilateralnimi pogodbami dodatno plasirale med Slovenijo in sosednjimi državami, bi morali zgraditi simulacijski model evropskega trga z električno energijo, kar pa je zaradi nedostopnosti in natančnosti vhodnih podatkov nemogoče izvesti. Zato je bilo potrebno pri določitvi velikosti dodatnega komercialnega trgovanja z električno energijo predpostaviti, da bo:

⁵⁹ NTC veljajo tako za izvoz kot uvoz električne energije. To pomeni, da lahko npr. 1.000 MW hkrati uvozimo in izvozimo na Hrvaško. Dejanski NTC med Slovenijo in Hrvaško presega 2.000 MW, vendar pa vsi hrvaški NTC, torej vse povezave Hrvaške s sosednjimi državami, ne presegajo 1.000 MW, zato je ETSO ustrezno korigiral NTC Slovenija – Hrvaška.

⁶⁰ Pasovna energija predstavlja energijo od 1 ure zjutraj do 24 ure zvečer. Nočna energija predstavlja energijo od 22 ure zvečer do 6 ure zjutraj. Trapezna energija predstavlja energijo od 6 ure zjutraj do 22 ure zvečer (Trgovanje na organiziranem trgu, 2004). V tujini predstavlja trapezna energija energijo med 8 uro zjutraj in 20 uro zvečer (Energy Spot Market, 2004).

-
1. Maksimalno dodatno komercialno trgovanje z Italijo enako čezmejnem proizvodnim izmenjavam električne energije med Italijo in Slovenijo v letu 2003 zmanjšano za obseg trgovanja z električno energijo iz naslova bilateralnih pogodb med Italijo in Slovenijo. Električna energija se bo dodatno izvažala v primeru, ko bodo proizvodjalni stroški slovenskih proizvajalcev električne energije nižji od italijanskih tržnih cen električne energije.⁶¹ Prodajna cena električne energije bazira na italijanskih tržnih cenah električne energije iz leta 2003, z upoštevanjem letne realne rasti cene električne energije v obdobju 2004–2010, ki bo v povprečju znašala –0,43% (European Union Energy Outlook to 2020, 1999). Napoved tržnih cen električne energije v Italiji je za delavnike in nedelavnike predstavljena v prilogi 7.
 2. Maksimalno dodatno komercialno trgovanje z Avstrijo enako čezmejnem proizvodnim izmenjavam električne energije med Avstrijo in Slovenijo v letu 2003 zmanjšano za obseg trgovanja z električno energijo iz naslova bilateralni pogodb med Avstrijo in Slovenijo. Električna energija se bo uvažala v primeru ugodnejših uvoznih cen električne energije ob upoštevanju tehničnih obratovalnih omejitev slovenskih elektrarn ter v primeru primanjkljaja slovenskih proizvodnih kapacitet, ko slovenski proizvajalci ne bodo mogli slediti potrebam po električni energiji. Uvozne cene električne energije so določene na podlagi ponderiranega povprečja tržnih cen električne energije v Nemčiji, Avstriji, Franciji, Poljski in Nizozemski za delavnike in nedelavnike v obdobju 2001–2003.⁶² Ponderji so izračunani na podlagi količin električne energije, s katerimi se je trgovalo na posameznih borzah za električno energijo. Uvozna cena električne energije vključuje tudi strošek uporabe omrežja za tranzit električne energije v vrednosti 0,50 EUR/MWh (Določene cene čezmejnega trgovanja, 2003). Pri napovedi uvozne cene električne energije je upoštevana letna realna rast cene električne energije v obdobju 2004–2010, ki bo v povprečju znašala –0,43% (European Union Energy Outlook to 2020, 1999). Uvozne cene električne energije so za delavnike in nedelavnike podrobneje predstavljene v prilogi 7.
 3. Maksimalno dodatno komercialno trgovanje s Hrvaško enako čezmejnem proizvodnim izmenjavam električne energije med Hrvaško in Slovenijo v letu 2003, pri čemer ni upoštevan izvoz pasovne energije iz Nuklearne elektrarne Krško na Hrvaško, ki ne predstavlja komercialnega trgovanja, marveč izpolnjevanje zahtev, vezanih na lastništvo elektrarne. Simulacijski model trga z električno energijo predpostavlja izvoz pasovne energije v višini polovice proizvodnje Nuklearne elektrarne Krško po lastni ceni proizvodnje električne energije ter dodaten izvoz električne energije na Hrvaško, v primeru, ko bodo hrvaške tržne cene električne energije višje od proizvodnih stroškov slovenskih proizvajalcev električne energije. Tržne cene električne energije na Hrvaškem bazirajo na hrvaških tržnih cenah električne energije iz leta 2003, upoštevajoč realno letno rast cene električne energije v obdobju 2004–2010, ki bo v povprečju znašala –0,43% (European Union Energy Outlook to 2020, 1999). Napoved tržnih cen električne energije na Hrvaškem je za delavnike in nedelavnike predstavljena v prilogi 7.

61 Izvoz električne energije bo možen tudi v primeru, ko bodo uvozne cene električne energije cenejše od izvoznih cen električne energije ob predpostavki, da je slovensko povpraševanje po električni energiji v celoti zadovoljeno.

62 Trg z električno energijo se je v Evropi odprl leta 2001, zato je možno cene električne energije, s katerimi se je trgovalo na evropskih borzah za električno energijo, analizirati od leta 2001 dalje.

4. SIMULACIJSKI MODEL TRGA Z ELEKTRIČNO ENERGIJO

4.1 TEORETIČNA OPREDELITEV TRGA Z ELEKTRIČNO ENERGIJO

Trg z električno energijo združuje silnice tržnega povpraševanja in ponudbe električne energije ter se nekoliko razlikuje od trgov drugih dobrin. Razlog za razlikovanje predstavlja glavna značilnost oz. narava električne energije, in sicer nezmožnost skladiščenja. Nezmožnost skladiščenja električne energije pomeni nezmožnost kupovanja ali proizvodnje električne energije na zalogo ter povzroča nefleksibilnost proizvodnje električne energije. Potrošnja električne energije se pojavi takrat, ko se pojavijo potrebe po električni energiji. Glede na to, da morajo biti potrebe po električni energiji v celoti zadoščene, saj bi v nasprotnem primeru prišlo do elektroenergetskih mrkov, mora proizvodnja v danem trenutku oz. 8.760 ur na leto slediti potrošnji po električni energiji. Pokrivanje potrošnje električne energije ni enostavno, saj se morajo pri proizvodnji električne energije upoštevati tehnične ter okoljevarstvene omejitve obratovanja elektrarn, ki še dodatno pripomorejo k nefleksibilnosti ponudbe električne energije.

Pri oblikovanju trga z električno energijo oz. pri izgradnji simulacijskega modela trga z električno energijo je upoštevan oz. predpostavljen model popolne konkurence. Model popolne konkurence je opredeljen s predpostavkami, da (Prašnikar, 1996, str. 236–237):

- različna podjetja producirajo standardizirane produkte,
- so podjetja in potrošniki popolnoma informirani,
- so produkcijski faktorji v dolgem obdobju popolnoma mobilni,
- da podjetja na oblikovanje cen nimajo vpliva.

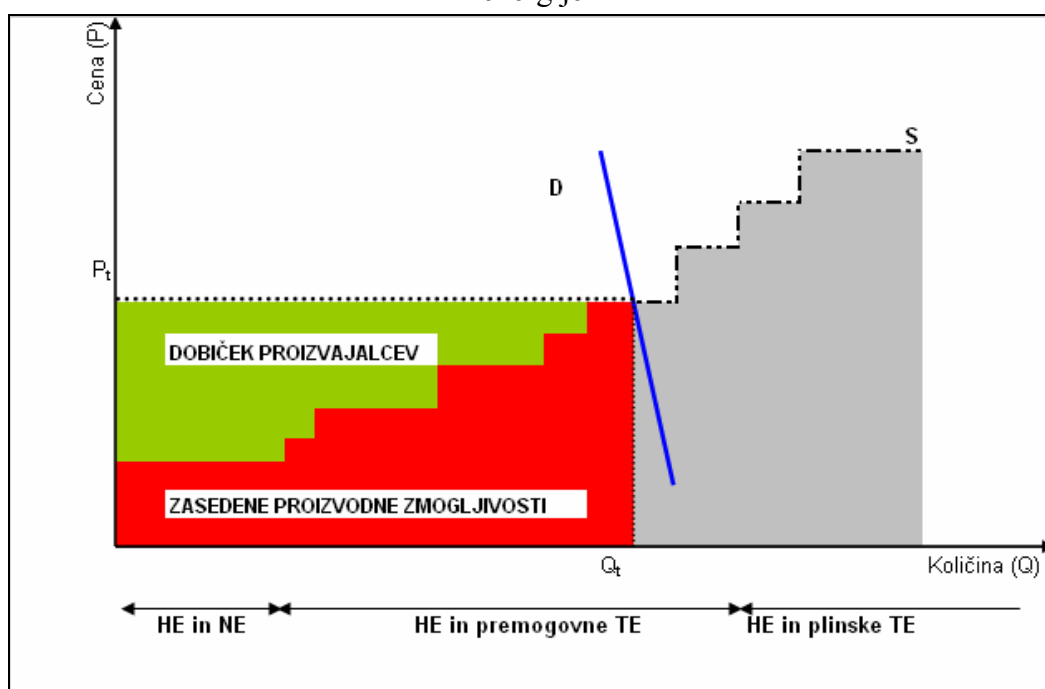
Tržno ponudbo električne energije sestavlja več proizvajalcev električne energije, ki proizvajajo in prodajajo popolne substitute. To pomeni, da uporabnik električne energije ne razlikuje električne energije glede na njen izvor oz. proizvajalca. Električna energija dejansko predstavlja popolnoma homogen proizvod.

Proizvajalci električne energije so popolnoma informirani, kar je posledica vodenja in lastniške strukture elektrarn ter tehničnih in obratovalnih omejitev elektrarn. Tehnični in ekonomski podatki elektrarn so znani vsem ponudnikom električne energije. Tehnične karakteristike elektrarn so javno objavljene v statističnih letopisih ali letnih poročilih elektrarn ali na domačih straneh elektrarn. Z odprtjem trga z električno energijo je nekoliko težje priti do ekonomskih podatkov, ki pa jih je možno oceniti s pomočjo javno objavljenih bilanc stanja in izkazov poslovnega izida elektrarn, upoštevajoč vrsto goriva, ki ga elektrarna uporablja v proizvodnem procesu. Glede na trenutne tržne spremembe, ki se odvijajo na trgu z električno energijo, pa je možno pričakovati, da bodo postali tako tehnični kot ekonomski podatki starih in novih elektrarn vedno manj javno dostopni. Popolnoma informirani pa so tudi porabniki električne energije. Trditev temelji na predpostavki, da so praktično vsi osnovni podatki javno dostopni, med drugim tudi cene električne energije, s katerimi trgujejo trgovci z električno energijo na Borzenu d.o.o., organiziranim trgu z električno energijo. Informiranost uporabnikov električne energije je

odvisna od interesov oz. moči porabnikov. Trg z električno energijo se je odprl za porabnike s priključno močjo, ki presega 41 kW na enem odjemnem mestu. V večini primerov omenjene porabnike predstavljajo industrijski proizvajalci, katerim je v interesu najugodnejši nakup električne energije, ki predstavlja enega od proizvodnih inputov. Nekoliko manj informirani so porabniki s priključno močjo nižjo od 41 kW oz. gospodinjstva, katerim še ni dovoljena svobodna izbira proizvajalca električne energije. S popolnim odprtjem trga z električno energijo pa se bodo morala tudi gospodinjstva ustrezno informirati o nakupu, količini in ceni električne energije.

Nekoliko vprašljiva je dolgoročna mobilnost produkcijskih faktorjev. Vse večje elektrarne so v večinski lasti države, zato je ideja o zaprtju elektrarne nerealna, saj državi oz. vladi ni v interesu, da bi zaprtje elektrarne vodilo do elektroenergetskih mrkov ter večje brezposelnosti. Smiselno je razmišljati le o eventualnem zaprtju kakšne manjše elektrarne v privatni lasti. V tem primeru mobilnost delovne sile ni vprašljiva, kapital pa bi se lahko mobiliziral le s prodajo elektrarne zainteresiranemu kupcu.

Slika 14: Teoretični prikaz trga z električno energijo z oblikovanjem tržne cene električne energije



Na trgu z električno energijo ne velja zadnja predpostavka modela popolne konkurence, in sicer nezmožnost vpliva prodaje podjetja na oblikovanje cene električne energije. Potrošnja električne energije neposredno determinira količino električne energije, ki jo morajo elektrarne v danem trenutku proizvesti. Elektrarne pokrivajo potrošnjo električne energije glede na velikost povprečnih stroškov proizvodnje. Tržna krivulja ponudbe se oblikuje od elektrarne z najnižjimi povprečnimi stroški do elektrarne s povprečnimi stroški, pri kateri je povpraševanje po električni energiji v celoti zadovoljeno. Tržno ceno električne energije oblikuje zadnja v elektroenergetski sistem vključena elektrarna in je enaka povprečnim stroškom omenjene elektrarne.⁶³ To pomeni,

⁶³ Povprečni stroški vključujejo tako variabilne kot fiksne stroške. Eventualno lahko elektrarne prodajajo električno energijo po variabilnih stroških le v krajšem oz. točno določenem časovnem obdobju, torej določeno uro, ko imajo presežne proizvodne zmogljivosti.

da vse elektrarne s povprečnimi stroški nižjimi od tržne cene poslujejo z dobičkom, elektrarna, ki določa tržno ceno električne energije, posluje brez dobička, medtem ko vse ostale elektrarne poslujejo z izgubo.⁶⁴

Čeprav za trg z električno energijo ne veljajo ravno vse predpostavke modela popolne konkurence, pa lahko le z modelom popolne konkurence glede na ostale oblike oz. vrste modelov najbolje opišemo delovanje trga z električno energijo.

Pri izgradnji simulacijskega modela trga z električno energijo je potrebno upoštevati tudi tržne anomalije, ki vplivajo na oblikovanje tržne ponudbe ter cene električne energije. Tržne anomalije so posledica zakonov in uredb, ki jih je predpisala vlada Republike Slovenije z namenom reševanja naslednjih investicij v elektroenergetskem sistemu Slovenije ali doseganja ciljev zastavljenih z energetske politiko. Simulacijski model trga z električno energijo upošteva naslednje tržne anomalije:

1. Obratovanje bloka 2 Termoelektrarne Trbovlje

Električna energija, proizvedena v bloku 2 Termoelektrarne Trbovlje, je ena najdražjih v slovenskem elektroenergetskem sistemu. Dražja proizvodnja električne energije je le v Termoelektrarni Brestanica, ki predstavlja rezervo v sistemu. Če bi pri obratovanju Termoelektrarne Trbovlje upoštevali tržne zakonitosti, bi se elektrarna uvrstila na konec tržne krivulje ponudbe, kar bi pomenilo, da bi elektrarna le redkokdaj proizvajala električno energijo. Glede na to, da elektrarna pri proizvodnji električne energije porablja rjavi premog izkopen v Rudniku Trbovlje Hrastnik in da elektrarna skupaj z rudnikom nudi zaposlitev večini prebivalcev na območju Zasavja, je vlada Republike Slovenije zaradi reševanja brezposelnosti pravico prednostnega dispečiranja za omenjena območja podelila Termoelektrarni Trbovlje, in sicer v višini 563 GWh na leto (Letno poročilo Termoelektrarne Trbovlje, 2003). Elektrarna mora proizvesti 563 GWh električne energije na leto, upravljavec prenosnega omrežja pa je dolžan proizvedeno električno energijo v celoti odkupiti. Električna energija proizvedena z namenom prednostnega dispečiranja ni namenjena za prodajo na trgu z električno energijo. Za dodatno proizvedeno električno energijo ne veljajo pravila prednostnega dispečiranja, kar pomeni, da mora elektrarna dodatno proizvedeno električno energijo prodati po tržnih načelih na trgu z električno energijo tako kot vsi ostali proizvajalci električne energije.

2. Proizvodnjo kogeneracijske energije v Termoelektrarni-toplarni Ljubljana

Primarna naloga Termoelektrarne-toplarne Ljubljana je oskrbovanje prebivalcev mesta Ljubljana s toplotno energijo. Proizvodni proces Termoelektrarne-toplarne Ljubljana je zasnovan tako, da se toplotna in električna energija oz. kogeneracijska energija proizvajata istočasno. V primeru, da bi bila prodaja kogeneracijske energije podvržena tržnim načelom, bi morala elektrarna prodajati električno energijo pod lastno ceno, saj ustavitev proizvodnje električne energije zaradi zadovoljevanja toplotnih potreb ni možna, izguba iz proizvodnje električne energije pa bi se pokrivala s prodajo toplotne energije. Dvig cene toplotne energije bi lahko povzročil zmanjšanje porabe toplotne energije, v skrajnem scenariju pa bi lahko predvideli tudi konec obratovanja elektrarne. Zmanjšanje toplotnih potreb in zaprtje termoelektrarne-toplarne vsekakor ni v interesu države, katere eden od glavnih energetskih

64 Trditev temelji na predpostavki, da bi tržno ceno električne energije skozi celo leto določala le ena elektrarna.

ciljev predstavlja povišanje deleža kogeneracijskih postrojenj v primarni energetske bilanci, prav tako pa tudi ne mestni občini Ljubljana kot večjemu lastniku elektrarne. Slovenska vlada se je odločila, podobno kot pri Termoelektrarni Trbovlje, za podelitev pravice prednostnega dispečiranja za proizvodnjo kogeneracijske energije. Poleg kogeneracijske energije pa lahko Termoelektrarna-toplarna Ljubljana proizvaja tudi kondenzacijsko energijo. Kondenzacijsko energijo je možno dodatno proizvajati v primeru, ko so toplotne potrebe v celoti zadovoljene in ko je del proizvodnih kapacitet elektrarne po proizvodnji kogeneracijske energije še vedno ostal razpoložljiv za proizvodnjo električne energije. Dodatno proizvedena električna energija je namenjena izključno prodaji na trgu z električno energijo.

3. Kvalificirane proizvajalce električne energije

Slovenija si je s podpisom Kjotskega protokola ter sprejetjem Resolucije nacionalnega energetskega programa predpisala smernice energetske politike. Ena izmed ciljev energetske politike sta povišanje deleža obnovljivih virov energije ter zmanjšanje CO₂ emisij (Resolucija o Nacionalnem energetskega programu, 2004). Vlada pospešuje izgradnjo obnovljivih virov energije, kot npr. izgradnjo vetrnih elektrarn, elektrarn na sončno energijo, malih hidroelektrarn, manjših kogeneracij, manjših elektrarn na komunalne odpadke itd., z določanjem visokih odkupnih cen oz. enotnih letnih cen električne energije ter s podeljevanjem pravic prednostnega dispečiranja (Uredba o pravilih za določitev cen in za odkup električne energije od kvalificiranih proizvajalcev električne energije, 2002). Kvalificiranemu proizvajalcu električne energije je po garantirani ceni zagotovljen odkup proizvedene električne energije, ki ni namenjena prodaji na trgu z električno energijo.

Obvezna proizvodnja bloka 2 Termoelektrarne Trbovlje, proizvodnja kogeneracijske električne energije Termoelektrarne-toplarne Ljubljana ter proizvodnja kvalificiranih proizvajalcev električne energije so upoštevane v simulacijskem modelu trga z električno energijo, in sicer na način zmanjševanja potrošnje električne energije. Elektrarne, ki imajo pravico prednostnega dispečiranja, so postavljene na začetek tržne krivulje ponudbe električne energije in nimajo vpliva na oblikovanje tržne cene električne energije. Prednostno dispečiranje zmanjšuje obseg trga z električno energijo ter možnost prodaje ostalim proizvajalcem električne energije, za katere veljajo tržna načela. Dodatna proizvodnja bloka 2 Termoelektrarne Trbovlje in proizvodnja kondenzacijske energije Termoelektrarne-toplarne Ljubljana sta upoštevani na način kot proizvodnja vseh ostalih elektrarn in umeščeni v tržno krivuljo ponudbe glede na vrednost povprečnih stroškov proizvodnje.

Elektroenergetski sistem dejansko predstavljata dva trga. Trg prednostnega dispečiranja, kjer se povpraševanje prilagaja ponudbi električne energije iz prednostnega dispečiranja, ter odprti trg z električno energijo, kjer se ponudba električne energije prilagaja povpraševanju po električni energiji, zmanjšanemu za ponudbo električne energije iz prednostnega dispečiranja. Cena električne energije je med trgoma različna. Na trgu prednostnega dispečiranja so odkupne cene električne energije za vsako elektrarno posebej znane vnaprej in so določene s strani slovenske vlade, medtem ko je cena električne energije na odprtem trgu z električno energijo določena na

podlagi tržnih načel ter zavisí od količin, ki jih ponujajo posamezni proizvajalci električne energije, in ni poznana vnaprej.⁶⁵

Cena električne energije je za različne porabnike različna. Porabniki, kateri lahko svobodno izbirajo dobavitelja električne energije, sklenejo dolgoročne pogodbe o dobavi električne energije z enim ali več dobavitelji oz. proizvajalci električne energije, omogočeno pa jim je tudi trgovanje oz. kupovanje električne energije na organiziranem trgu z električno energijo. Omenjeni uporabniki imajo tržno določene nabavne cene električne energije. Nasprotno velja za porabnike, za katere trg z električno energijo še ni odprt. Tem porabnikom določa nabavno ceno električne energije država. Ne glede na vrsto porabnika električne energije pa vsak porabnik električne energije plačuje poleg osnovne cene električne energije tudi omrežnino, ki vključuje stroške prenosa in distribucije električne energije, stroške poslovanja Agencije za energijo in Borzena, stroške sistemskih storitev ter prednostnega dispečiranja (Interna gradiva podjetja Elektro Ljubljana d.d., 2004).⁶⁶

Poleg tržnih anomalij ter tehnično-obratovalnih omejitev elektrarn pa na tržno krivuljo ponudbe vplivajo še dodatne zakonitosti, ki so specifične samo za trg z električno energijo, in sicer:⁶⁷

- remontí elektrarn ter
- sistemske storitve.

Remonti elektrarn predstavljajo čas, ko na elektrarni oz. na agregatu potekajo redna letna vzdrževalna dela, s čimer želijo upravljavci zagotoviti nemoteno nadaljnje obratovanje elektrarne oz. agregata. Termini remontov se razlikujejo med elektrarnami in so planirani tako, da čimmanj vplivajo na obliko tržne ponudbe električne energije. Hidroelektrarne imajo remonte v večini primerov pozimi, v nekaterih primerih tudi poleti, ko je vodostaj rek oz. ko so pretoki rek, s tem pa proizvodnja električne energije, najmanjši. Remont hidroelektrarne poteka postopoma. Zelo redek je remont dveh ali treh agregatov hidroelektrarne hkrati, se pa pojavi v primeru večjih investicijskih vlaganj oz. obnove hidroelektrarne. Remonti termoelektrarn in termoelektrarn-toplarn potekajo od junija do septembra, ko je povpraševanje po električni in toplotni energiji najmanjše. Remonti agregatov termoelektrarn potekajo postopoma, usklajeni pa so tudi remontí agregatov različnih termoelektrarn, s čimer je minimizirano tveganje nezmožnosti pokrivanja potrošnje električne energije oz. izpad proizvodnih kapacitet. Nuklearna elektrarna Krško ima remont v mesecu maju in je edina elektrarna, ki v času remonta ne proizvaja električne energije (Duhovnik et al., 2003a, str. 26).

Zaradi zaostrovanja razmer na trgu z električno energijo (primanjkovanje električne energije) ter zaradi želje po ustvarjanju boljših poslovnih rezultatov, so elektrarne pričele zmanjševati neobratovalni čas (čas remontov) glede na obratovalni čas elektrarn. Omenjenemu trendu najbolj sledi Termoelektrarna Šoštanj, ki je vpeljala 34-mesečni cikel remontov agregatov

65 V primeru podpisa pogodbe o dobavi električne energije so cene električne energije poznane največ za eno leto vnaprej.

66 Glede na delitev proizvajalcev in porabnikov električne energije pomeni, da je električna energija iz prednostnega dispečiranja v celoti namenjena pokrivanju potrošnje gospodinjstev. Stroški povezani z odkupom električne energije iz prednostnega dispečiranja pa so dejansko razporejeni tako na gospodinjstva kot ostale porabnike električne energije.

67 Vpliv tehnično-obratovalnih omejitev na obliko ponudbe električne energije je podrobneje obrazložen v poglavju 3. Proizvodnja električne energije.

elektrarne. Remonti agregatov potekajo 2 meseca na vsake 3 leta, s čimer jim je uspelo povišati proizvodnjo električne energije za 1/3 meseca na leto. Podoben trend remontov napoveduje tudi Nuklearna elektrarna Krško, ki bo po modernizaciji turbin vpeljala 18-mesečni cikel remontov (Duhovnik et al., 2003a, str. 19–21, Skubic, 2003a, str. 33).

Simulacijski model trga z električno energijo predpostavlja terminski plan remontov (datum in dolžino remonta) iz preteklosti in ne predvideva bistvenih sprememb v izvajanju remontov agregatov elektrarn. Upoštevana je le sprememba ciklusa remonta Nuklearne elektrarne Krško. Model prepozna remonte agregatov avtomatično, kar pomeni, da model agregata, ki je v remontu, ne vključi v tržno krivuljo ponudbe električne energije oz. ga avtomatično izključi iz nabora potencialnih proizvodnih kapacitet, s katerimi je možno pokriti potrošnjo električne energije v danem trenutku.

Upravljalci prenosnega omrežja planirajo vozni red elektrarn glede na napoved potrošnje električne energije, pri čemer se upoštevajo pogodbe o dobavi električne energije med proizvajalci in industrijskimi porabniki električne energije, dan, ura, temperatura zraka itd., od katerih je odvisna potrošnja električne energije. Dejstvo je, da potrošnje električne energije ni možno nadzirati, zato v elektroenergetskem sistemu vedno prihaja do deviacij med načrtovano proizvodnjo električne energije in dejansko porabo električne energije. Neravnotežje v elektroenergetskem sistemu rešujejo sistemske storitve, med katere sodijo (Sistemske storitve, 2004, Weis et al., 1993, str. 10–14, Wagemans, 1990 str. 17–21, Load – Frequency Control and Performance, 2004):

1. Rezerva delovne moči za primarno regulacijo frekvence

Rezerva delovne moči za primarno regulacijo frekvence določa delovno moč vseh elektrarn v elektroenergetskem sistemu. V evropski interkonekciji UCTE, katerega članica je tudi Slovenija, mora imeti vsak elektroenergetski sistem toliko elektrarn, katerih skupna delovna moč ni manjša od 2,5-kratne vrednosti konične moči sistema. Povedano drugače, rezerva delovne moči za primarno regulacijo frekvence določa vrednost proizvodnih kapacitet, ki jih mora imeti elektroenergetski sistem glede na največjo urno potrošnjo električne energije.

2. Rezerva delovne moči za sekundarno regulacijo frekvence

Rezerva delovne moči za sekundarno regulacijo frekvence zahteva izbiro posebnih agregatov, ki so sposobni nuditi hitro zvišanje ali hitro znižanje proizvodnje ob motnjah oz. neravnotežju elektroenergetskega sistema, ki jih primarna regulacija frekvence ne more odpraviti.

Rezerva delovne moči za hitro izravnavanje večjega neskladja med pogodbeno dobavo električne energije in njeno dejansko porabo (terciarna regulacija frekvence)

Rezerva delovne moči za hitro izravnavanje večjega neskladja med pogodbeno dobavo električne energije in njeno dejansko porabo zahteva agregate, ki lahko dosegajo velike spremembe moči v kratkem časovnem obdobju. Terciarna regulacija frekvence rešuje problem neravnotežja v elektroenergetskem sistemu, ki jih primarna in sekundarna regulacija frekvence ne moreta odpraviti.

3. Rezerva delovne moči za izpad največjega agregata v regulacijskem območju

Rezerva delovne moči za izpad največjega agregata v regulacijskem območju določa velikost delovne moči za sekundarno regulacijo frekvence ter za terciarno regulacijo frekvence, in sicer morata omenjeni rezervi moči v celoti pokriti izpad največjega agregata v elektroenergetskem sistemu.

4. Rezerva delovne moči za razbremenitev preobremenjenih prenosnih vodov

Rezerve delovne moči za razbremenjevanje preobremenjenih prenosnih vodov predstavlja kontrola izvedbe pogodb o nakupu in prodaji električne energije, da ne pride do preobremenitve prenosnih vodov ter posledično do razpada elektroenergetskega sistema.

5. Rezerva jalovih moči za regulacijo napetosti

Jalova moč, ki jo proizvajajo elektrarne, ustvarja magnetno polje oz. ustrezno napetost vodov, ki predstavlja pogoj za prenos električne energije. Rezerva jalove moči za regulacijo napetosti določa razporeditev agregatov v elektroenergetskem sistemu po vseh napetostnih nivojih.

6. Delovna moč agregatov pripravljenih v vsakem trenutku za črni start ob izpadu sistema

Delovna in jalova moč agregatov, pripravljenih v vsakem trenutku za črni start ob razpadu sistema, sta pomembni za čimprejšnjo vzpostavitev elektroenergetskega sistema. Agregati, ki so namenjeni za črtni start oz. za samostojni start brez zunanje napetosti, morajo imeti vgrajeno posebno dodatno opremo.

Na pravilno delovanje simulacijskega modela trga z električno energijo vplivajo le tri vrste sistemskih storitev, in sicer primarna, sekundarna in terciarna regulacija frekvence. Primarna regulacija frekvence je v simulacijskem modelu upoštevana preko nabora proizvajalcev električne energije, kateri so na voljo za pokrivanje potrošnje električne energije, ter preko upoštevanih tehnično-obratovalnih omejitev, kot je fleksibilnost posamezne proizvodne enote oz. zmožnost prilagajanja proizvodnje elektrarne spremembam v potrošnji električne energije. V simulacijskem modelu trga z električno energijo sekundarno regulacijo frekvence izvajajo termoelektrarne, termoelektrarne-toplarn ter hidroelektrarne, in sicer je predpostavljeno, da lahko termoelektrarne zagotavljajo sekundarno regulacijo frekvence v višini 10% moči elektrarne, medtem ko lahko hidroelektrarne zagotavljajo sekundarno regulacijo frekvence v višini 40% moči elektrarne (Weis et al., 1993, str. 17).⁶⁸ Terciarno regulacijo frekvence zagotavlja oz. izvaja simulacijski model sam. Če simulacijski model ugotovi, da v elektroenergetski sistem vključene elektrarne ne bodo mogle v celoti pokriti potrošnjo električne energije, vključi v elektroenergetski sistem novo elektrarno, pri čemer upošteva čas hladnega ali vročega zagona elektrarne. Podobno velja v primeru napovedi padca potrošnje električne energije, le da v tem primeru da simulacijski model signal za predčasno zaustavitev obratujoče elektrarne. Simulacijski model izvaja terciarno regulacijo frekvence tudi v primeru prerazporejanja dnevnih proizvodnih kapacitet glede na dnevni diagram potrošnje električne energije. Takšen primer izvajanja terciarne regulacije frekvence je najbolj očiten iz obratovanja hidroelektrarn. Simulacijski model da hidroelektrarni signal za obratovanje na polni moči ravno v urah z največjimi spremembami konic obremenitve, ko preostale elektrarne ne morejo več slediti spremembam v potrošnji električne energije.

Sistemske storitve vplivajo na raven proizvedene električne energije preko celega leta. Največji vpliv na obratovanje elektrarn ima sekundarna regulacija frekvence, ki znižuje maksimalno moč elektrarne, s katero lahko elektrarna v povprečju obratuje. Maksimalna moč termoelektrarn in termoelektrarn-toplarn se zaradi sekundarne regulacije frekvence zniža za 5%, medtem ko se pri hidroelektrarnah zniža za 20%. Sekundarna regulacija frekvence vpliva na krivuljo tržne

⁶⁸ Sekundarna regulacija frekvence v višini 40% moči elektrarne pomeni, da je elektrarna v primeru elektroenergetskega neravnotežja dolžna zmanjšati ali povišati proizvodnjo za 20% proizvodnje v določenem trenutku.

ponudbe električne energije in povišuje verjetnost vključitve dražjih enot v elektroenergetski sistem.

Sekundarna regulacija frekvence pa nosi tudi stroškovne posledice. Če predpostavimo idealni primer, da preko celega leta ni prišlo do takšne situacije v elektroenergetskem sistemu, ki bi za reševanje neravnotežja potrebovala sekundarno regulacijo frekvence, bi termoelektrarne in termoelektrarna-toplarna utrpele 5% izpad, hidroelektrarne pa 20% izpad letne proizvodnje električne energije. Trditev temelji na predpostavki, da bi elektrarne v primeru neizvajanja sekundarne regulacije frekvence v celoti prodale neproizvedeno električno energijo, ki je bila namenjena za zagotavljanje sekundarne regulacije frekvence. Če bi morale stroške izvajanja sekundarne regulacije frekvence pokriti elektrarne, bi morale le-te povišati ceno električne energije oz. prerazporediti fiksne stroške proizvodnje električne energije na manjšo količino proizvedene električne energije, kar bi negativno vplivalo na konkurenčnost elektrarn, ki nudijo sekundarno regulacijo frekvence, v primerjavi z elektrarnami, ki sekundarne regulacije frekvence ne nudijo. Zato je v simulacijskem modelu predpostavljeno, da cena za izvajanje sekundarne regulacije frekvence sovпада z vrednostjo nepokritih fiksnih stroškov proizvodnje električne energije zaradi izvajanja sekundarne regulacije frekvence.⁶⁹

Simulacijski model trga z električno energijo predpostavlja tudi, da fiksne stroške elektrarn, ki izvajajo terciarno regulacijo frekvence, v celoti krije upravljavec prenosnega omrežja.⁷⁰

4.2 IZGRADNJA SIMULACIJSKEGA MODELA TRGA Z ELEKTRIČNO ENERGIJO

Za optimizacijo proizvodnje električne energije se uporabljajo različne vrste modelov, ki so v grobem razvrščeni v dve glavni skupini, in sicer na (Anderson, 1970, str. 16):

- modele po metodi lastne cene ter
- simulacijske modele.

Modeli po metodi lastne cene optimizirajo proizvodnjo elektrarn na podlagi referenčnega scenarija, preko katerega iščejo scenarije, ki omogočajo pokrivanje potrošnje električne energije z nižjimi stroški. Modeli po metodi lastne cene so primerni za primerjavo proizvodnje dveh različnih elektrarn in niso namenjeni optimizaciji proizvodnje celotnega elektroenergetskega sistema (Anderson, 1970, str. 17–21).

Simulacijski modeli optimizirajo proizvodnjo celotnega elektroenergetskega sistema z direktnim pokrivanjem dnevnega diagrama potrošnje, z dinamičnim, linearnim in nelinearnim programiranjem. Pri metodi direktnega pokrivanja dnevnega diagrama potrošnje določi zaporedje razvrščanja elektrarn v tržni krivulji ponudbe uporabnik simulacijskega modela, pri

⁶⁹ Pokrivanje izpada prihodka elektrarn zaradi izvajanja sekundarne regulacije frekvence predstavlja »tabu« temo v slovenskem elektroenergetskem sistemu. Pred časom so morale elektrarne v celoti pokriti stroške vezane na izvajanje sekundarne regulacije frekvence. Danes je izvajanje sekundarne regulacije frekvence plačano s strani upravljavca prenosnega omrežja, ponujene cene za storitve pa še vedno niso na nivoju zahtev proizvajalcev električne energije. Dejanska cena izvajanja sekundarne regulacije frekvence bi morala biti enaka izpadu prihodkov elektrarne zaradi manjše proizvodnje na račun izvajanja sekundarne regulacije frekvence.

⁷⁰ Stroškov sistemskih storitev dejansko ne plača upravljavec prenosnega omrežja, temveč porabniki električne energije preko omrežnine.

čemer upošteva višino obratovalnih stroškov elektrarn. Metoda je primerna v primeru, ko elektroenergetski sistem sestavljajo jedrske in termoelektrarne, medtem ko ni primerna pri optimizaciji proizvodnje iz hidroelektrarn. Ravno v ta namen so se razvile metode dinamičnega, linearnega in nelinearnega programiranja, ki same oblikujejo tržno krivuljo ponudbe, optimizirajo tudi proizvodnjo električne energije iz hidroelektrarn ter omogočajo optimizacijo elektroenergetskega sistema za daljše časovno obdobje (Anderson, 1970, str. 22–51).

V zadnjem času se za optimizacijo proizvodnje v elektroenergetskem sistemu uporabljajo le simulacijski modeli, ki bazirajo na linearnem in nelinearnem programiranju. Kljub uporabi istih metod optimizacije proizvodnje električne energije pa se modeli razlikujejo med seboj po kompleksnosti. Najkompleksnejši simulacijski model trga z električno energijo je ameriški model trga z električno energijo. Simulacijski model trga z električno energijo sestavljajo štirje podmodeli, in sicer: model planiranja kapacitet za proizvodnjo električne energije, model dobave goriva za potrebe obratovanja elektrarn, model določanja cen električne energije ter model potrošnje električne energije, in je vključen v model nacionalnega energetskega sistema, ki poleg modela trga z električno energijo vključuje tudi model energetskega povpraševanja, model prenosa in distribucije zemeljskega plina, model trga bencina, model ponudbe nafte in zemeljskega plina, model trga premoga, model obnovljivih virov energije ter model makroekonomskih aktivnosti (Eynon et al., 2001, str. 3–8). Ameriški energetski model zagotavlja izvajanje optimizacije trga z električno energijo istočasno z optimizacijo ostalih energetskega modelov, pri čemer končni rezultat optimizacije predstavlja optimum nacionalnega energetskega sistema.

Večina simulacijskih modelov trga z električno energijo ni tako kompleksno zastavljenih kot ameriški model trga z električno energijo in so obravnavani ločeno od modelov drugih energentov.⁷¹ Podobno velja tudi za slovenska modela trga z električno energijo. Prvi simulacijski model trga z električno energijo (ELBIVIM) je razvil Institut Milan Vidmar. Sprva je bil model zasnovan le za optimizacijo proizvodnje električne energije, pri čemer so se upoštevale le tehnično-obratovalne karakteristike elektrarn in elektroenergetskega sistema, kasneje pa so model dopolnili tudi z ekonomski karakteristikami obratovanja elektrarn (Sajovic, Maksić, 1991, str. 3). Drugi simulacijski model trga z električno energijo (ELMAS) so razvili na Fakulteti za elektrotehniko, ki upošteva tako tehnične kot ekonomske značilnosti elektrarn in elektroenergetskega sistema. Oba simulacijska modela sta zapisana v programskih jezikih, in sicer v Fortranu in Matlabu, kar omogoča konstantno nadgradnjo simulacijskih modelov, in nista zasnovana kot »black box« programska paketa. V obeh primerih model trga z električno energijo optimizira obratovanje elektrarn glede na dano potrošnjo električne energije s ciljem minimizirati stroške celotnega elektroenergetskega sistema (Golob et al., 2001, str. 330). Simulacijska modela predpostavljata oblikovanje tržne cene in količine na način, kot je opisan v zadevnem magistrskemu delu (Golob et al., 2001a, str. 278). Glede na to, da so bili pri izgradnji obeh simulacijskih modelov vključeni strokovnjaki tehničnih strok, simulacijska modela zelo natančno upoštevata tehnične karakteristike in omejitve obratovanja elektrarn. Prednost modela

⁷¹ Modeli drugih energentov so v simulacijskih modelih trga z električno energijo upoštevani preko predpostavk, ki predstavljajo eksterne spremenljivke simulacijskih modelov trga z električno energijo. Interaktivnost modela trga z električno energijo ter modelov drugih energentov ni upoštevana. Simulacijski modeli trga z električno energijo iščejo le optimum elektroenergetskega sistema.

ELBIVIM je v natančni analizi in napovedi potrošnje električne energije. Napoved potrošnje temelji na rezultatih anketiranja vseh večjih odjemalcev o napovedi potrošnje električne energije (Bregar, Košnjek, Potočnik, 1998, str. 423, Košnjek et al., 1998, str. 427). Bistvena pomanjkljivost modela ELBIVIM je nepregledanost rezultatov simulacije zaradi prevelikega števila scenarijev, na podlagi katerih se izvajajo številne simulacije trga z električno energijo (Pehani et al., 1990, str. 4–9). Prednost modela ELMAS predstavlja vključevanje umetne inteligence pri napovedi višine vodostajev rek, čeprav le-ta pride do izraza v primeru optimizacije elektroenergetskega sistema za 6 ur vnaprej (Štokelj, Gubina, Dobnikar, 1996, str. 174, Štokelj, Golob, Gubina, 1998, str. 422). Pri obeh modelih sta vprašljiva napoved in upoštevanje ekonomskih podatkov ter predpostavk pri izvajanju simulacije trga z električno energijo, saj modela izvajata dolgoročno optimizacijo elektroenergetskega sistema na podlagi upoštevanja le variabilnih stroškov obratovanja elektrarn (Golob et al., 2001a, str. 281). Fiksne stroške obratovanja elektrarn dejansko zanemarjata. Vprašljiva je tudi uporaba »prirejene krivulje povpraševanja po električni energiji« v modelu ELBIVIM, saj je s tem močno zanemarjena tehnična funkcija zmožnosti spreminjanja oz. fleksibilnost proizvodnje elektrarn, ki izrazito vpliva na oblikovanje tržne ponudbe električne energije v primeru upoštevanja dnevnih diagramov potrošnje električne energije oz. diagramov konic obremenitve. Oba modela pa tudi nikoli nista dokazala svoje verifikacije.⁷²

4.2.1 (Ne)Linearno programiranje in programiranje s celimi števili

Simulacijski model trga z električno energijo optimizira proizvodnjo elektrarn v elektroenergetskem sistemu z linearnim, nelinearnim programiranjem ter programiranjem s celimi števili, ki se običajno uporabljajo za optimizacijo z omejitvami (angl. constrained optimization) in vključujejo naslednje elemente (Chinneck, 2001, str. 1):⁷³

- spremenljivke odločanja (angl. decision variables); vrednosti spremenljivk pred pričetkom optimizacije niso znane in jih je možno med optimizacijo spreminjati in nadzirati; vrednosti spremenljivk vplivajo na vrednost ciljne funkcije oz. končnega rezultata optimizacije;
- ciljno funkcijo (angl. objective function); ciljno funkcijo predstavlja matematični zapis, ki opredeljuje zastavljen cilj optimizacije; cilj optimizacije je najti takšno kombinacijo vrednosti spremenljivk, s katerimi se bo našel maksimum ali minimum vrednosti ciljne funkcije;
- omejitve (angl. constraints); omejitve predstavljajo matematični zapis, ki omejujejo vrednosti ciljne funkcije in spremenljivk odločanja.

Linearno, nelinearno programiranje in programiranje s celimi števili se razlikujejo glede na matematični zapis ciljne funkcije in omejitev. V primeru linearnega programiranja so omejitve in ciljna funkcija izražene z linearnimi enačbami. Tipičen primer zapisa linearnega programiranja je naslednji (Vanderbei, 2001, str. 6–7, Ferguson, 2004, str. 4):

⁷² Potrebno je poudariti, da modela nista dostopna javnosti, zato je težko oceniti natančne tehnične in ekonomske predpostavke ter način delovanja obeh simulacijskih modelov.

⁷³ Simulacijski model trga z električno energijo uporablja 0-1 programiranje s celimi števili (angl. 0-1 integer programming), kjer imajo spremenljivke odločanja vrednosti 0 ali 1 (Winston, 1994, str. 465).

-
- spremenljivke odločanja: podane z n-vektorjem,

$$x = (x_1, x_2, \dots, x_n)^T,$$

- ciljna funkcija: iskanje maksimuma/minimuma funkcije,

$$c^T x = c_1 * x_1 + c_2 * x_2 + \dots + c_n * x_n,$$

- omejitve:

$$Ax \begin{cases} \leq \\ = \\ \geq \end{cases} b \text{ oz. } \begin{cases} a_{11} * x_1 + a_{12} * x_2 + \dots + a_{1n} * x_n \\ a_{21} * x_1 + a_{22} * x_2 + \dots + a_{2n} * x_n \\ \vdots \\ a_{m1} * x_1 + a_{m2} * x_2 + \dots + a_{mn} * x_n \end{cases} \begin{cases} \leq \\ = \\ \geq \end{cases} \begin{cases} b_1 \\ b_2 \\ \vdots \\ b_m \end{cases}$$

ter

$$\begin{matrix} x \geq 0 \\ \text{oz.} \end{matrix} \begin{matrix} x_1 \geq 0 \\ x_2 \geq 0 \\ \vdots \\ x_n \geq 0 \end{matrix},$$

pri čemer je znan m-vektor, $b = (b_1, b_2, \dots, b_m)^T$, n-vektor, $c = (c_1, c_2, \dots, c_n)^T$ in m x n matrika,

$$A = \begin{pmatrix} a_{11} & a_{12} & \dots & a_{1n} \\ a_{21} & a_{22} & \dots & a_{2n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ a_{m1} & a_{m2} & & a_{mn} \end{pmatrix}.$$

V primeru nelinearnega programiranja so omejitve in ciljna funkcija izražene z nelinearnimi enačbami, medtem ko so omejitve in ciljna funkcija v primeru programiranja s celimi števili (angl. integer programming) izražene s celimi števili. Simulacijski model trga z električno energijo predstavlja mešanico vseh treh programiranj.

4.2.2 Delovanje programskih paketov Premium Solver Platform in XPRESS Solver Engine

Iskanje ustreznega programskega paketa za simulacijo trga z električno energijo je temeljilo na treh zastavljenih kriterijih, in sicer najti program za linearno, nelinearno programiranje in programiranje s celimi števili, program, ki bo omogočal vnos večjega števila spremenljivk in omejitev ter uporabniško prijazen program. Kljub razširjeni uporabi linearnega in nelinearnega programiranja se je le s težavo našel program, ki je ustrezal vsem iskalnim kriterijem. Večina uporabniško prijaznih programskih paketov ne omogoča optimizacije ciljne funkcije ob

upoštevanju večjega števila spremenljivk odločanja ter omejitev, ravno to pa nudijo uporabniško neprijazni programi.

Kot optimalni programski paket je bil izbran Premium Solver Platform, ki predstavlja nadgradnjo programskega paketa Solver, vgrajenega v Microsoft Excel. Programski paket omogoča linearno programiranje in programiranje s celimi števili z največ 2.000 spremenljivkami odločanja ter nelinearno programiranje z največ 500 spremenljivkami odločanja in 250 omejitvami. Optimizacijski model mora napisati uporabnik sam, Premium Solver Platform omogoča le pretvarjanje matematičnega zapisa v programski jezik Visual Basic Application in reševanje problema. Premium Solver Platform iz zapisanega optimizacijskega modela avtomatsko prepozna celice, ki opisujejo ciljno funkcijo, spremenljivke odločanja ter omejitve optimizacije, ter interpretira in analizira aritmetične funkcije, ki določajo odvisnost ciljne funkcije od vrednosti spremenljivk odločanja. Pred vsakim reševanjem optimizacijskega modela program avtomatično prepozna metodo programiranja, napake modela oz. nezmožnost reševanja modela (Premium Solver Platform, 2003).

XPRESS Solver Engine predstavlja nadgradnjo programskega paketa Premium Solver Platform. Program je namenjen reševanju optimizacijskih modelov z linearnim, kvadratnim programiranjem (quadratic programming) ter programiranjem s celimi števili. Princip delovanja XPRESS Solver Engine je podoben kot pri Premium Solver Platform, programa se razlikujeta le po številu spremenljivk odločitev in omejitev, ki jih je možno zajeti v optimizacijski model, in sicer je program XPRESS Solver Engine sposoben reševati optimizacijske modele s 200.000 spremenljivkami odločanja ter 200.000 omejitvami (XPRESS Solver Engine, 2003).

Simulacijski model trga z električno energijo je zapisan na način, ki omogoča reševanje optimizacijskega programa tako s programom XPRESS Solver Engine kot Premium Solver Platform. Zaradi omejitve števila spremenljivk odločitev ter omejitev se uporaba programov razlikuje le v dolžini časovnega intervala optimizacije. S programom Premium Solver Platform je možno reševanje dnevne optimizacije, medtem ko je s programom XPRESS Solver Engine možno reševanje letne optimizacije elektroenergetskega sistema.

4.2.3 Delovanje simulacijskega modela trga z električno energijo

Simulacijski model trga z električno energijo optimizira proizvodnjo elektrarn v slovenskem elektroenergetskem sistemu glede na potrošnjo električne energije ter izvozne in uvozne kapacitete na urni osnovi za obdobje enega leta. Zaradi števila spremenljivk odločanja ter omejitev, ki jih je potrebno upoštevati pri optimizaciji, je simulacija trga z električno energijo izvedena s programom XPRESS Solver Engine. Ker je program XPRESS Solver Engine narejen za optimizacijo linearnih problemov, polinomskih problemov druge stopnje in problemov s celimi števili, je bilo potrebno v simulacijskem modelu nelinearne funkcije, predvsem večstopenjske polinomske funkcije, ustrezno modificirati na dvostopenjske polinomske ali linearne funkcije za doseg delovanja optimizacijskega modela. Nelinearne funkcije so razdeljene na več delov, in sicer tako, da je nelinearna funkcija opisana z eno ali več linearnimi ali dvostopenjskimi polinomskimi funkcijami. V simulacijskem modelu trga z električno energijo so modificirane funkcije porabe goriva v termoelektrarnah, funkciji proizvodnje

kondenzacijske energije bloka 1 in bloka 3 v Termoelektrarni-toplarni Ljubljana ter funkcije kote spodnje vode za izračun neto padca v hidroelektrarnah. Vpliv modifikacije funkcij je bil analiziran s primerjavo rezultatov dnevne optimizacije brez modifikacij funkcij, izvedene s programom Premium Solver Platform, in dnevne optimizacije z modifikacijo funkcij, izvedene s programom XPRESS Solver Engine. Primerjalna analiza je pokazala, da se rezultati optimizacij ne razlikujejo.

Spremenljivke odločanja v simulacijskem modelu trga z električno energijo predstavljajo spremenljivke, na katere imajo upravljavci elektrarn in elektroenergetskega sistema vpliv oz. katere vplivajo na optimalno obratovanje elektrarn ter optimalno ravnotežje celotnega elektroenergetskega sistema. Optimizacijski model vključuje naslednje spremenljivke odločanja:

1. Vkllop oz. izkllop agregata elektrarne

Vkllop oz. izkllop agregata elektrarne predstavlja binarno spremenljivko odločanja. V primeru, da je vrednost spremenljivke enaka 0, pomeni, da agregat elektrarne ne sme obratovati, v primeru, da je vrednost spremenljivke enaka 1, pomeni, da agregat elektrarne sme obratovati. Z vrednostjo spremenljivke vklopa oz. izklopa elektrarne je določena vrednost minimalne in maksimalne proizvodnje agregata termoelektrarne oz. vrednost minimalnega oz. maksimalnega pretoka agregata hidroelektrarne. V primeru, da je vrednost vklopa oz. izklopa elektrarne enaka 1, mora biti proizvodnja oz. pretok agregata elektrarne višji(a) od minimalno dovoljene(ga) oz. nižji(a) od maksimalno dovoljene(ga). V nasprotnem primeru mora biti proizvodnja ali pretok agregata elektrarne enak 0. Na vrednost vklopa oz. izklopa agregata elektrarne vplivata funkciji hladnega oz. vročega zagona agregata elektrarne.

2. Proizvodnja električne energije agregata termoelektrarne

Proizvodnja električne energije agregata termoelektrarne predstavlja nenegativno spremenljivko. Vrednost spremenljivke določa količino električne energije, ki jo agregat termoelektrarne v določenem trenutku (v določeni uri) proizvede, in je odvisna od vrednosti spremenljivke vklopa oz. izklopa agregata elektrarne in vrednosti podatka o temperaturi zraka ali vode v okolici elektrarne, ki določata interval vrednosti spremenljivke (minimalno in maksimalno vrednost spremenljivke), ter od funkcije možnosti spremembe proizvodnje električne energije, ki omejuje velikost spremembe proizvodnje električne energije v določenem trenutku. Vrednost proizvodnje električne energije neposredno vpliva na vrednost porabe goriva, ki ga elektrarna uporablja za proizvodnjo električne energije, oz. na variabilni strošek proizvodnje električne energije v določenem trenutku.

3. Proizvodnja toplotne energije agregatov Termoelektrarne-toplarnne Ljubljana

Proizvodnja toplotne energije predstavlja nenegativno vrednost. Vrednost spremenljivke je odvisna od vklopa oz. izklopa agregata elektrarne, ki določa minimalno in maksimalno vrednost spremenljivke, ter od zasedenosti kapacitete akumulatorja Termoelektrarne-toplarnne Ljubljana, ki povzroča odvisnost proizvodnje toplotne energije med agregati, in vhodnega podatka o potrebah po toplotni energiji, ki omejuje količino proizvedene toplotne energije v določenem trenutku. Proizvodnja toplotne energije neposredno vpliva na višino proizvedene kogeneracijske energije, posredno pa tudi na proizvodnjo kondenzacijske energije.

4. Proizvodnja kondenzacijske energije agregatov Termoelektrarne-toplarnne Ljubljana

Kondenzacijsko energijo je možno proizvajati le na bloku 1 in 3 ter kasneje na plinskoparnem bloku Termoelektrarne-toplarnne Ljubljana. Vrednost spremenljivke je nenegativna in je

odvisna od vrednosti vklopa oz. izklopa agregata elektrarne ter od vrednosti kogeneracijske energije oz. od proizvodnje toplotne energije, ki določajo minimalno in maksimalno vrednost spremenljivke. Proizvodnja kondenzacijske energije vpliva na vrednost porabe goriva ter posledično na vrednost variabilnih stroškov proizvodnje električne energije v določenem trenutku.

5. Proizvodnja kogeneracijske energije plinskoparnega agregata Termoelektrarne-toplarne Ljubljana.

Proizvodnja kogeneracijske energije predstavlja nenegativno vrednost in določa vrednost proizvodnje toplotne in kondenzacijske energije ter variabilne stroške proizvodnje električne energije agregata elektrarne. Vrednost kogeneracijske energije je odvisna od vrednosti vklopa oz. izklopa agregata elektrarne, ki določa minimum in maksimum vrednosti spremenljivke. Deloma je vrednost spremenljivke odvisna tudi od potreb po toplotni energiji. V primeru višjih toplotnih potreb mora agregat obratovati z višjo močjo oz. mora proizvesti več kogeneracijske energije (dimnih plinov) za dosego višje proizvodnje toplotne energije.

6. Uvoz električne energije iz Avstrije

Uvoz električne energije iz Avstrije predstavlja količino električne energije, ki jo v določenem trenutku uvozimo iz Avstrije v Slovenijo. Vrednost spremenljivke je nenegativna in je odvisna od višine razpoložljivih čezmejnih prenosnih zmogljivosti za komercialne potrebe, od razmerja med uvozno in tržno ceno električne energije v Sloveniji, od povpraševanja po električni energiji ter od tehnično-obratovalnih omejitev elektrarn v določenem trenutku. Količina uvoza električne energije, skupaj z vhodnim podatkom o uvozni ceni električne energije, direktno vpliva na oblikovanje domače tržne količine in cene električne energije.

7. Izvoz električne energije v Italijo in na Hrvaško

Izvoz električne energije v Italijo in na Hrvaško predstavlja količino električne energije, ki jo v določenem trenutku izvozimo iz Slovenije v Italijo in na Hrvaško. Vrednost spremenljivke je nenegativna in je odvisna od višine razpoložljivih čezmejnih prenosnih kapacitet za komercialne potrebe, od razmerja med tržnimi cenami električne energije v Italiji in na Hrvaškem in proizvodnimi stroški elektrarn v Sloveniji, od potrošnje električne energije ter od tehnično-obratovalnih omejitev v določenem trenutku. Količina izvoza električne energije v Italijo in na Hrvaško vpliva na oblikovanje krivulje ponudbe in s tem na ceno električne energije na slovenskem trgu z električno energijo.

8. Pretok agregata hidroelektrarne

Pretok agregata hidroelektrarne predstavlja nenegativno vrednost, njegova vrednost pa je odvisna od vklopa oz. izklopa agregata elektrarne, biološkega minimuma elektrarne, maksimalne denivelacije oz. hitrosti spreminjanja gladine v akumulacijskem bazenu, razpoložljive kapacitete akumulacijskega bazena, od maksimalne spremembe kote spodnje vode elektrarne, ki določajo minimalno in maksimalno vrednost pretoka agregata hidroelektrarne v določenem trenutku. Ker na vrednost pretoka agregata hidroelektrarne neposredno vpliva le vklop oz. izklop elektrarne, medtem ko na vrednosti vseh drugih zgoraj navedenih spremenljivk vplivajo tudi pretoki drugih agregatov iste hidroelektrarne, pomeni, da vrednost pretoka agregata hidroelektrarne določajo tudi pretoki drugih agregatov iste hidroelektrarne. V primeru, da je hidroelektrarna vključena v verigo hidroelektrarn, pa na pretok agregata hidroelektrarne vplivajo praktično vse tehnične karakteristike in omejitve

agregatov gorvodnih in dolvodnih hidroelektrarn. Pretok agregata določa vrednosti izkoristka agregata, neto padca ter vpliva na proizvodnjo električne energije hidroelektrarne.

9. Prelivanje hidroelektrarne

Prelivanje hidroelektrarne predstavlja nenegativno vrednost in je odvisno od pretokov vseh agregatov hidroelektrarne ter od vseh spremenljivk, ki vplivajo na vrednost pretoka agregata elektrarne. Prelivanje hidroelektrarne je zelo redek pojav. Pojavi se v primeru neobratovanja hidroelektrarne za doseg biološkega minimuma, v primeru izvajanja sistemskih storitev ali pa v primeru, ko je prelivanje hidroelektrarne cenejše od zaustavitve agregata termoelektrarne zaradi kratkotrajnega padca potrošnje električne energije.

Simulacijski model trga z električno energijo je zasnovan tako, da na podlagi vrednosti spremenljivk odločanja avtomatično izračunava proizvodnjo agregatov elektrarn, vrednosti spremenljivk, ki vplivajo na vrednost proizvodnje električne energije, vrednosti spremenljivk, ki predstavljajo omejitve optimizacije, ter vrednosti spremenljivk, ki vplivajo na vrednost ciljne funkcije simulacijskega modela. Pred optimizacijo simulacijski model trga z električno energijo zahteva specifikacijo leta optimizacije. Z vnosom leta simulacijski model avtomatično prilagodi vse vhodne podatke, kot so npr. cene energentov, vrednosti fiksnih stroškov, potrošnjo električne energije, toplotne potrebe, hidrologijo, čas remontov, zaprtje elektrarn, izgradnjo novih elektrarn, tehnične in okoljevarstvene omejitve itd., ki opisujejo leto, za katerega se izvaja optimizacija.

Ciljno funkcijo optimizacije trga z električno energijo predstavlja minimizacija celotnih letnih stroškov obratovanja vseh v elektroenergetski sistem vključenih elektrarn, ki predstavlja končni rezultat optimizacije. Poleg omenjenega rezultata pa optimizacija ponuja podatke o proizvodnji električne energije, proizvodnih stroških, tako fiksnih kot variabilnih, agregatov oz. elektrarn vključenih v elektroenergetski sistem, tržni ceni električne energije itd., in sicer na urni osnovi. Simulacijski model trga z električno energijo omogoča pridobitev vrednosti katere koli tehnične ali ekonomske spremenljivke, ki vpliva oz. določa vrednost ciljne funkcije optimizacije ali pa je njena posledica, za 8.760 ur v letu.

Vrednost ciljne funkcije je odvisna od omejitev optimizacije. Najbolj pomembne omejitve simulacijskega modela trga z električno energijo so naslednje:⁷⁴

- urna proizvodnja električne energije vseh elektrarn v elektroenergetskem sistemu mora biti enaka urni potrošnji električne energije;
- urni pretok agregata hidroelektrarne ne sme biti manjši ali večji od minimalno oz. maksimalno dovoljenega pretoka agregata hidroelektrarne;
- urna proizvodnja električne energije agregata termoelektrarne oz. nuklearne elektrarne ne sme biti manjša ali večja od minimalno oz. maksimalno dovoljene proizvodnje električne energije agregata termoelektrarne oz. nuklearne elektrarne;
- urni uvoz ali izvoz električne energije ne sme biti manjši ali večji od minimalno oz. maksimalno dovoljenih čezmejnih prenosnih zmogljivostih za komercialne potrebe;

⁷⁴ Dejansko simulacijski model trga z električno energijo upošteva vse detaljne omejitve obratovanja vseh proizvodnih enot v elektroenergetskem sistemu. Za primer, simulacijski model upošteva omejitve, da urni pretok HE Vrholovo ne sme biti manjši od 100 m³/s, v primeru, da naravni pretok reke Save presega 100 m³/s, oz. ne sme biti manjši od naravnega pretoka reke Save v primeru, da je naravni pretok reke Save manjši od 100 m³/s. Omenjena omejitev velja le do izgradnje HE Boštanj.

-
- urni pretok hidroelektrarne (pretok agregatov in prelivanje hidroelektrarne) ne sme biti manjši od biološkega minimuma hidroelektrarne;
 - urna sprememba pretoka hidroelektrarne ne sme biti manjša ali večja od minimalno oz. maksimalno dovoljene spremembe pretoka hidroelektrarne;
 - urna sprememba kote zgornje vode ne sme biti manjša ali večja od minimalno oz. maksimalno dovoljene spremembe kote zgornje vode hidroelektrarne;
 - urni volumen akumulacijskega bazena ne sme biti manjši ali večji od minimalno oz. maksimalno dovoljenega volumna akumulacijskega bazena hidroelektrarne;
 - volumen akumulacijskega bazena na začetku tedna mora biti enak volumnu akumulacijskega bazena hidroelektrarne na koncu tedna;
 - vklop oz. izklop agregata elektrarne predstavlja binarno spremenljivko;
 - vrednost akumulirane toplotne energije ob določeni uri ne sme biti manjša ali večja od minimalne oz. maksimalne vrednosti kapacitete akumulatorja Termoelektrarne-toplarne Ljubljana;
 - seštevek absolutnih sprememb urnega pretoka HE Medvode ne sme presegati dnevno maksimalno dovoljene spremembe pretoka;⁷⁵
 - urna proizvodnja toplotne energije agregata ne sme biti manjša ali večja od minimalno oz. maksimalno dovoljene proizvodnje toplotne energije agregata (omejitev velja za Termoelektrarne-toplarne Ljubljana);
 - urna proizvodnja kogeneracijske in kondenzacijske energije agregata ne sme biti manjša ali večja od minimalno oz. maksimalno dovoljene proizvodnje električne energije agregata (omejitev velja za blok 1, blok 2 in plinskoparni blok Termoelektrarne-toplarne Ljubljana);
 - urna proizvodnja kogeneracijske energije agregata ne sme biti manjša ali večja od minimalno oz. maksimalno dovoljene proizvodnje kogeneracijske energije agregata (omejitev velja za plinskoparni blok Termoelektrarne-toplarne Ljubljana);
 - urna proizvodnja kondenzacijske energije agregata ne sme biti manjša ali večja od minimalno oz. maksimalno dovoljene proizvodnje kondenzacijske energije agregata (omejitev velja za blok 1, blok 2 in plinskoparni blok Termoelektrarne-toplarne Ljubljana);
 - urni pretok HE Solkan (pretok agregatov in prelivanje hidroelektrarne) ne sme biti večji od pretoka določenega z meddržavnim sporazumom itd.

Simulacijski model trga z električno energijo je zasnovan tako, da je možno spreminjati vhodne podatke oz. eksterne spremenljivke modela, kot npr. potrošnjo električne energije, temperaturo zraka in vode, hidrologijo rek itd., oz. omogoča analizo scenarijev, omogoča spreminjanje ciljne funkcije optimizacije, kot npr. maksimiranje proizvodnje električne energije, minimiziranje variabilnih stroškov proizvodnje celotnega elektroenergetskega sistema itd., ter omogoča nadgrajevanje obstoječega modela, kot npr. dodajanje novih proizvodnih enot, spreminjanje obratovalnih karakteristik ali način proizvodnje električne energije itd. Simulacijski model je uporabniško prijazen program in ga lahko uporabljajo različni uporabniki brez predhodnega poznavanja elektroenergetskega sistema.

⁷⁵ Omejitev velja le za čas drstenja rib, in sicer v mesecu aprilu in maju.

4.2.4 Rezultati simulacijskega modela trga z električno energijo

Na podlagi omenjenih spremenljivk odločanja in omejitev je bila izvedena letna simulacija trga z električno energijo za obdobje od 2004 do 2010, na urni osnovi s ciljem minimizirati letne stroške obratovanja vseh v elektroenergetski sistem vključenih proizvodnih enot. Glavni končni rezultat optimizacije so urne tržne cene električne energije, po katerih bodo elektrarne proizvedeno električno energijo prodajale večjim porabnikom električne energije. Urne tržne cene električne energije na trgu z električno energijo predstavljajo cene na debelo in ne vključujejo omrežnine in drugih dajatev, ki so zajete v končni malo prodajni ceni električne energije. Rezultati simulacijskega modela trga z električno energijo so prikazani v prilogi 8.

Pravilnost delovanja simulacijskega modela trga z električno energijo je bila preverjena s primerjanjem rezultatov, izračunane proizvodnje elektrarn ter tržnih cen električne energije, simulacijskega modela trga z električno energijo z dejanskimi proizvodnjami in tržnimi cenami električne energije. Glede na to, da so zadnji javno dostopni podatki o obratovanju elektrarn ter tržnih cenah električne energije dostopni za leto 2002, je bila izvedena simulacija trga z električno energijo tudi za leto 2002. Rezultati simulacijskega modela trga z električno energijo niso bili primerjani z rezultati drugih simulacij trga z električno energijo oz. z napovedmi tržnih cen električne energije, saj le-ti niso na voljo oz. niso javno dostopni.

Proizvodnje elektrarn, pridobljene s simulacijskim modelom trga z električno energijo, so bile preverjene z dejanskimi proizvodnjami elektrarn na dva načina, in sicer s primerjavo dnevnega diagrama pokrivanja potrošnje električne energije in s primerjavo letne proizvodnje elektrarn. Direktna primerjava dnevnih diagramov pokrivanja potrošnje električne energije ni bila možna, saj je zadnji javnosti dostopen dnevni diagram pokrivanja potrošnje električne energije na voljo za leto 1999, simulacija trga z električno energijo pa je izvedena za leto 2002.⁷⁶ Zato je bila v okviru primerjave dnevnih diagramov pokrivanja potrošnje električne energije analizirana oblika zapolnjevanja proizvodnih kapacitet za doseg pokritja potrošnje električne energije. Analiza je pokazala, da je oblika zapolnjevanja proizvodnih kapacitet iz leta 2002 identična obliki zapolnjevanja proizvodnih kapacitet iz leta 1999. Pokazale so se naslednje značilnosti:

1. Nuklearna elektrarna Krško proizvaja električno energijo na polni moči v pasu preko celega tedna. Urna proizvodnja nuklearne elektrarne ni odvisna od višine potrošnje električne energije.
2. Termoelektrarna Šoštanj proizvaja električno energijo preko celega tedna, pri čemer prilagaja moč posameznih agregatov ter vklop in izklop agregatov urnim spremembam v potrošnji električne energije. V času visoke potrošnje električne energije (zimski meseci, delavniki) elektrarna obratuje z vsemi petimi agregati, v času nižje potrošnje električne energije (poletni meseci, nedelavniki) pa elektrarna obratuje le s 4. in 5. agregatom, 1., 2. in 3. agregat so izklopljeni. Urna proizvodnja električne energije je dokaj konstantna. Z manjšo močjo,

⁷⁶ Direktna primerjava dnevnih diagramov pokrivanja potrošnje električne energije iz leta 1999 in 2002 ni možna zaradi različne odprtosti trga z električno energijo in tehničnih karakteristik elektrarn. V letu 1999 je bil sprejet Energetski zakon, ki je na trg z električno energijo vpeljal tržna načela, zato so se proizvajalci električne energije v tem času prilagajali novim tržnim razmeram. Obdobje 1999–2002 je zaznamovano tudi s številnimi obnovami in modernizacijami opreme elektrarn, od katerih so največje: zamenjava uparjalnikov v NEK, izgradnja HE Doblar II in HE Plave II, začetek obnove HE na reki Dravi.

eventualno tudi s tehnološkim minimumom, obratujejo agregati elektrarne le ob delavnikih ponoči, ko so potrebe po električni energiji najnižje.

3. 2. agregat Termoelektrarne Trbovlje obratuje z minimalno močjo v času višje potrošnje električne energije preko celega tedna, medtem ko ob nedelavnikih, v času nižje potrošnje električne energije, agregat ne obratuje. Takšen način obratovanja narekujejo pravice iz prednostnega dispečiranja. Preostala dva plinska agregata ne obratujeta.
4. Obratovanje Termoelektrarne-toplarn Ljubljana določajo potrebe po toplotni energiji. V času visokih potreb po toplotni energiji obratuje elektrarna z vsemi agregati, medtem ko v času nižjih potreb elektrarna obratuje le z 1. in 3. agregatom, 2. agregat, ki lahko proizvaja le kogeneracijsko energijo, v času nižjega povpraševanja po toplotni energiji ne obratuje.
5. Termoelektrarna Brestanica obratuje le v času visokih konic obremenitve v zimskem času. Izjemoma lahko plinska termoelektrarna obratuje tudi poleti, ko potekajo remontni drugih termoelektrarn.
6. Hidroelektrarne večinski del energije proizvedejo podnevi, ko je potrošnja električne energije najvišja. Glede na to, da so hidroelektrarne zelo fleksibilne pri spremembi proizvodnje električne energije, se njihova proizvodnja prilagaja spremembam v potrošnji električne energije. Najvišjo proizvodnjo imajo hidroelektrarne v času konic obremenitve, najmanjšo pa ponoči, ko hidroelektrarne polnijo akumulacijske bazene. Proizvodnja hidroelektrarn pa je prav tako odvisna od vodnatosti rek. Hidroelektrarne največ energije proizvedejo spomladi in jeseni, najmanj pa pozimi in poleti.

Dnevni diagrami zapolnjevanja proizvodnih kapacitet so za vsak tretji teden v mesecu leta 2002 prikazani v prilogi 8.

Na obliko dnevnega diagrama zapolnjevanja proizvodnih kapacitet imajo največji vpliv višina potrošnje električne energije, vodnatost rek, obratovalni stroški elektrarn, remontni ter izgradnje novih elektrarn. Višina potrošnje električne energije določa potrebo po proizvodnih kapacitetah. V primeru visoke potrošnje električne energije obratujejo vsi agregati, tudi tisti z najvišjimi obratovalnimi stroški, medtem ko v času nizke potrošnje električne energije obratujejo agregati z najnižjimi obratovalnimi stroški. Višina potrošnje električne energije narekuje vklop ali izklop določenega agregata.

Vodnatost rek vpliva na višino proizvodnje električne energije iz hidroelektrarn. Glede na to, da so obratovalni stroški hidroelektrarn nizki, njihova proizvodnja izpodriva proizvodnjo iz termoelektrarn oz. povzroča izklop ali vklop agregata termoelektrarne.

Obratovalni stroški elektrarn oblikujejo tržno krivuljo ponudbe električne energije, s tem pa tudi dnevni diagram oz. zaporedje zapolnjevanja proizvodnih kapacitet. Obratovanje agregatov z novimi, nižjimi obratovalnimi stroški izpodriva proizvodnjo agregatov z obstoječimi, višjimi obratovalnimi stroški.⁷⁷

⁷⁷ Takšen primer se je zgodil ravno v letu 2003. Termoelektrarna-toplarna Ljubljana je s podpisom nove pogodbe o dobavi indonezijskega premoga znižala obratovalne stroške. Zaradi ugodne cene uvoženega premoga so postali obratovalni stroški elektrarne nižji v primerjavi z obratovalnimi stroški 1., 2. in 3. agregata Termoelektrarne Šoštanj. Tako lahko termoelektrarna-toplarna izpodriva s proizvodnjo kondenzacijske energije proizvodnjo 1., 2. in 3. agregata Termoelektrarne Šoštanj oz. se pri pokrivanju potreb po električni energiji uvršča pred 1., 2. in 3. agregat

Remonti agregatov predstavljajo planirane izklope agregatov elektrarn. Izklop agregata elektrarne z nižjimi obratovalnimi stroški daje možnost obratovanja agregatom z višjimi obratovalnimi stroški. Remonti agregatov z višjimi obratovalnimi stroški ne vplivajo na zaporedje zapolnjevanja proizvodnih kapacitet.

Na obliko dnevnega diagrama zapolnjevanja proizvodnih kapacitet vpliva tudi izgradnja nove ali modernizacija obstoječe elektrarne. Oblika dnevnega diagrama zavisi od proizvodnih stroškov nove ali modernizirane elektrarne ter velikosti novih proizvodnih kapacitet. Dejstvo je, da na obliko dnevnega diagrama zapolnjevanja proizvodnih kapacitet vplivajo vsi ekonomski in tehnični parametri. Vsakršna sprememba vrednosti posameznega parametra vpliva na obliko dnevnega diagrama zapolnjevanja proizvodnih kapacitet, velikost spremembe pa je odvisna od pomembnosti parametra.

Drugi način preverjanja rezultatov izračuna proizvodnje elektrarn je s primerjavo letne proizvodnje elektrarn, pridobljene s simulacijskim modelom, ter dejanske letne proizvodnje elektrarn. Primerjava je bila izvedena za leto 2002 in je prikazana v spodnji tabeli.

Tabela 17: Primerjava dejanske letne proizvodnje elektrarn s proizvodnjo elektrarn, izračunano s simulacijskim modelom trga z električno energijo v Sloveniji za leto 2002 (v MW/leto)

Agregat / Elektrarna	Dejanska proizvodnja	Rezultat simulacije trga z električno energijo
NEK	5.302.536	5.297.635
TEŠ 5	1.695.010	1.813.902
TEŠ 4	1.241.854	1.459.255
TEŠ 1 – 3	721.359	459.762
TET 2	647.940	580.293
TET PA 1 in PA 2	0	0
TE – TOL	383.160	431.188
TEB 1 – 5	29.691	40.857
druge TE	394.791	401.983
DEM	2.314.989	2.551.508
SEL	288.449	378.632
SENG	368.489	416.912
mHE distribucijskih podjetij	73.268	81.603
druge mHE	181.127	197.945

Vir: SLEGRS, 2002, str. 134.

Opomba: Druge TE vključujejo proizvodnjo TE samoproizvajalcev. MHE distribucijskih podjetij vključujejo proizvodnjo mHE Elektro Gorenjska, mHE Elektro Ljubljana, mHE Elektro Celje in mHE Elektro Maribor. Druge mHE vključujejo proizvodnjo zasebnih mHE in mHE samoproizvajalcev.

Zgornja tabela prikazuje, da je simulacijski model trga z električno energijo dobro napovedal letno proizvodnjo Nuklearne elektrarne Krško, termoelektrarn samoproizvajalcev, malih hidroelektrarn distribucijskih podjetij, zasebnih malih hidroelektrarn ter proizvodnjo termoelektrarn samoproizvajalcev. Pri vseh ostalih elektrarnah pride do razlike med dejansko proizvodnjo in proizvodnjo dobljeno s simulacijskim modelom. Razlike so posledica naslednjih dejavnikov:

Termoelektrarne Šoštanj. Spremenjena krivulja tržne ponudbe električne energije bo trajala vse do leta 2008, ko bo morala Termoelektrarna-toplarna Ljubljana podpisati novo pogodbo o dobavi premoga.

1. Tehnično-obratovalnih karakteristik elektrarn

Cilj izgradnje simulatorja trga z električno energijo je napovedovanje cen električne energije, zato simulacijski model trga z električno energijo upošteva ekonomske in tehnične parametre za leto 2004 ter vse spremembe vrednosti parametrov, ki so predvidene v obdobju 2004–2010. Simulacija trga z električno energijo za leto 2002 bazira na parametrih za leto 2004, spremenjena sta bila le vhodna podatka o potrošnji električne energije in o obratovalnih stroških, in sicer so se upoštevale vrednosti iz leta 2002.⁷⁸ V simulaciji niso upoštevani naslednji dejavniki: zmanjšanje proizvodnje zaradi obnove hidroelektrarn na reki Dravi in obnove hidroelektrarne Medvode ter zmanjšanje proizvodnje hidroelektrarn na reki Soči za proizvodnjo iz hidroelektrarn Doblar II in Plave II, ki sta pričeli z obratovanjem po letu 2002.⁷⁹

2. Nepredvidenih izpadov agregatov Termoelektrarne Šoštanj

Nepredvideni izpad agregata pomeni izpad agregata elektrarne v določenem trenutku, katerega ni mogoče napovedati vnaprej. Z nepredvidenimi izpadi se v največji meri sooča Termoelektrarna Šoštanj, in sicer izpadejo agregati elektrarne za cca. 35 dni v letu (Interna gradiva podjetja Termoelektrarna Šoštanj d.o.o., 2004). Izpadi agregatov elektrarne so različno dolgi. Simulacijski model trga z električno energijo ne upošteva nepredvidenih izpadov agregatov Termoelektrarne Šoštanj, niti nepredvidenih izpadov drugih elektrarn. V primeru, da bi v simulacijskem modelu upoštevali 15-dnevni izpad 5. agregata Termoelektrarne Šoštanj, bi njegova letna proizvodnja električne energije znašala 1.633 GWh, kar sovпада z dejansko vrednostjo proizvodnje agregata za leto 2002. Če upoštevamo 20-dnevni izpad 4. agregata Termoelektrarne Šoštanj, bi njegova letna proizvodnja znašala 1.247 GWh, kar tudi sovпада z dejansko proizvodnjo agregata v letu 2002. Če predpostavimo, da bi večino izgubljene proizvodnje električne energije 4. in 5. agregata zaradi nepredvidenih izpadov nadomestili 1., 2. in 3. agregat Termoelektrarne Šoštanj, bi proizvodnja agregatov sovpadala z dejansko proizvodnjo agregatov v letu 2002. Glede na vrednost proizvodnje 2. agregata Termoelektrarne Trbovlje pa se očitno izpadi agregatov Termoelektrarne Šoštanj pokrivajo tudi z dvigom proizvodnje Termoelektrarne Trbovlje.

3. Proizvodnje kondenzacijske energije

Termoelektrarna-toplarna Ljubljana lahko proizvaja kogeneracijsko in kondenzacijsko energijo. Kogeneracijska energija je v celoti prodana upravljavcu prenosnega omrežja iz naslova prednostnega dispečiranja, medtem ko je prodaja kondenzacijske energije podvržena tržnim načelom. Glede na to, da Termoelektrarna-toplarna Ljubljana s prodajo kogeneracijske energije, toplotne energije in tehnološke pare pokrije celotne fiksne stroške, proizvodnja kondenzacijske energije dejansko ni potrebna. Po besedah zaposlenih v Termoelektrarni-toplarni Ljubljana se je kondenzacijska energija prodajala z namenom učenja in testiranja delovanja trga z električno energijo. V letu 2002 je elektrarna proizvedla cca. 10 GWh kondenzacijske energije. V simulacijskem modelu trga z električno energijo je predpostavljeno, da se Termoelektrarna-toplarna Ljubljana obnaša tržno. V primeru, da proizvodnja iz naslova kondenzacijske energije ne bi upoštevali, bi znašala proizvodnja

⁷⁸ Pri izgradnji simulacijskega modela trga z električno energijo je bilo težko pridobiti podatke o obstoječih proizvodnih kapacitetah, nemogoče pa je bilo pridobiti podatke o preteklih tehnično-obratovalnih karakteristikah elektrarn.

⁷⁹ Moč verige hidroelektrarn na reki Soči se je z izgradnjo hidroelektrarn Doblar II in Plave II povečala za 60 MW.

termoelektrarne-toplanske 371 GWh na leto. Če tem uram prištejemo proizvodnjo kondenzacijske energije v vrednosti 10 GWh, celotna proizvodnja termoelektrarne-toplanske sovpada z dejansko proizvodnjo električne energije v letu 2002.

4. Vodostaja rek

Proizvodnja električne energije iz hidroelektrarn je odvisna od vodnatosti rek. V času sušnega obdobja je vodnatost rek manjša, temu primerno pa je manjša tudi proizvodnja električne energije. Ravno obratno velja v primeru mokrih obdobj. Simulacijski model trga z električno energijo predvideva najbolj verjetno vrednost vodnatosti rek oz. normalno vodnatost rek, kar pa povzroča odstopanja od dejanskega stanja. Hidroelektrarne na reki Dravi lahko letno proizvedejo med 1.170 GWh in 2.931 GWh, povprečna proizvodnja pa znaša 2.500 GWh na leto. Po podatkih Dravskih elektrarn Maribor so v letu 2002 predvideli proizvodnjo električne energije v vrednosti 2.550 GWh, kar ravno sovpada z rezultatom simulacijskega modela trga z električno energijo. Dejanska proizvodnja hidroelektrarn na reki Savi je v letu 2001 znašala 355 GWh, kar približno sovpada z rezultati simulacijskega modela. Daljše časovne serije ni možno upoštevati, saj je bila konec prejšnjega desetletja končana izgradnja hidroelektrarne Vrhovo, ki trenutno predstavlja največjo elektrarno na reki Savi.⁸⁰ Podobno velja tudi za proizvodnjo hidroelektrarn na reki Soči, saj proizvodnja v letu 2002 še ne upošteva proizvodnje Doblar II in Plave II.

5. Potrošnje električne energije

Podatki o potrošnji električne energije bazirajo na podatkih o potrošnji električne energije za vsako tretjo sredo v mesecu, kar pomeni, da simulacijski model predpostavlja, da so vsi delavniki v določenem mesecu enaki. Rezultati obratovanja Termoelektrarne Brestanica kažejo, da predpostavka ne velja za zimske mesece. Glede na to, da je proizvodnja termoelektrarne višja od dejanske proizvodnje elektrarne, pomeni, da simulacijski model trga z električno energijo upošteva v mesecu januarju, februarju in decembru preveliko število maksimalnih konic obremenitve.⁸¹

6. Obnašanja ponudnikov električne energije

Simulacijski model trga z električno energijo predpostavlja optimalno obnašanje proizvajalcev električne energije, ki v danem trenutku vedno proizvedejo takšno količino električne energije, ki zagotavlja »idealno« ravnotežje na trgu z električno energijo. V praksi ponudniki električne energije sicer zasledujejo zastavljeni cilj, to je doseči idealno ravnovesje na trgu z električno energijo, ni pa nujno, da ga vedno tudi dosežejo. Odstopanja proizvedenih elektrarn, dobljenih s simulacijskim modelom trga z električno energijo, od dejanskih proizvedenih so lahko posledica neoptimalnega oz. neracionalnega obnašanja ponudnikov oz. proizvajalcev električne energije.

Na podoben način, kot so se analizirali rezultati proizvodnje elektrarn, so se analizirale tudi tržne cene električne energije, dobljene s simulacijskim modelom trga z električno energijo, in sicer so se tržne cene električne energije primerjale s cenami električne energije, s katerimi se trguje na

⁸⁰ Eventualno je lahko proizvodnja hidroelektrarn na reki Savi manjša zaradi ponujanja višje sekundarne regulacije frekvence.

⁸¹ Potrebno je poudariti, da razlika med proizvodnjama Termoelektrarne Brestanica ni velika in znaša cca. 10 GWh na leto. Razlog za višjo proizvodnjo elektrarne je lahko tudi izvoz električne energije, ki upošteva predpostavke, predvsem maksimalne razpoložljive čezmejne prenosne kapacitete, iz leta 2004.

Borzenu, organiziranem trgu z električno energijo, ter s cenami iz bilateralnih pogodb, sklenjenih med proizvajalci električne energije in trgovci ali večjimi porabniki električne energije.

Analiza primerjave tržnih cen, pridobljenih s simulacijskim modelom trga z električno energijo, in tržnih cen električne energije, s katerimi se trguje na organiziranem trgu z električno energijo, je pokazala, da cene med seboj niso primerljive oz. da so cene pridobljene s simulacijskim modelom višje od tržnih cen, s katerimi se trguje na organiziranem trgu z električno energijo. Podrobna primerjalna analiza tržnih cen je pripeljala do zaključka, da tržne cene električne energije, s katerimi se trguje na organiziranem trgu z električno energijo, niso verodostojne, in sicer zaradi naslednjih dejstev:

1. Če bi proizvajalci prodajali električno energijo po tržnih cenah, s katerimi se trguje na organiziranem trgu z električno energijo, bi vsi proizvajalci električne energije v letu 2002 poslovali z izgubo. Če primerjamo prihodke od prodaje na domačem trgu na proizvedeno količino električne energije posameznih proizvajalcev in tržne cene na organiziranem trgu z električno energijo, ugotovimo, da povprečni prihodek na proizvedeno enoto presega povprečno tržno ceno električne energije, kar kaže na dejstvo, da so dejanske prodajne cene električne energije oz. tržne cene električne energije, s katerimi se trguje preko bilateralnih pogodb, višje od tržnih cen električne energije, s katerimi se trguje na organiziranem trgu z električno energijo.
2. Na organiziranem trgu z električno energijo se letno proda 1% celotne proizvodnje električne energije (Skornšek, Bandelj, Rijavec, 2004, str. 5), kar pomeni, da se na omenjenem trgu trguje z viški električne energije in da je večina električne energije prodana preko bilateralnih pogodb. To potrjujejo tudi nizke tržne cene električne energije na organiziranem trgu z električno energijo. Viški električne energije nastajajo v primeru, ko ponudba električne energije presega povpraševanja po električni energiji. Proizvajalci v primeru presežka proizvodnje električne energije želijo odvečno proizvedeno električno energijo prodati zaradi dveh razlogov, in sicer zaradi nefleksibilnosti proizvodnih enot (sprememba proizvodnje agregata je v določenem trenutku dosegla maksimalno možno dopustno spremembo) ter zaradi možnosti izklopa proizvodnih enot (z agregatom je s tehnološkega in ekonomskega vidika bolj upravičeno obratovati na tehnološkem minimumu, kot pa ga za nekaj minut ali ur izklopiti iz elektroenergetskega sistema). Viški električne energije se zaradi omenjenih razlogov običajno prodajajo po variabilnih stroških, lahko pa dosežejo tudi nižje ravni, pri čemer so vzeti v zakup stroški eventualnega izklopa agregata.

Drugi način preverjanja tržnih cen električne energije je s primerjavo tržnih cen električne energije, pridobljenih s simulacijo trga z električno energijo s cenami električne energije, s katerimi se trguje preko bilateralnih pogodb. Cene električne energije iz bilateralnih pogodb so tajne in niso dostopne javnosti. Po podatkih Elektro Ljubljana je znašala tržna cena pasovne energije v letu 2002 9,5 SIT/kWh.⁸² Po tej ceni je električno energijo prodajal Holding Slovenske elektrarne. Glede na to, da je Holding Slovenske elektrarne največji proizvajalec električne energije, je predpostavljeno, da njegova prodajna cena električne energije predstavlja tržno ceno električne energije v Sloveniji. Točnost prodajne cene električne energije iz leta 2002 se je preverila s pomočjo izkaza poslovnega izida Holdinga Slovenske elektrarne iz leta 2002

⁸² Tržna cena pasovne energije predstavlja povprečno tržno ceno urne energije preko celega leta.

(prihodki od prodaje na domačem trgu) ter letne proizvodnje električne energije Holdinga Slovenske elektrarne v letu 2002. Analiza je pokazala, da je cena 9,5 SIT/kWh pravilna oz. da je po tej ceni Holding Slovenske elektrarne v povprečju v letu 2002 prodajal električno energijo.

Primerjava tržnih cen električne energije, pridobljenih s simulacijo trga z električno energijo in dejanskih tržnih cen električne energije iz leta 2002, je pokazala, da povprečna tržna cena pasovne energije, pridobljena s simulacijo trga z električno energijo, presega dejansko. Podrobna analiza izračunanih cen električne energije je pokazala, da v simulacijskem modelu trga z električno energijo ni bil upoštevan vpliv Holdinga Slovenske elektrarne.

Holding Slovenske elektrarne ima v lasti Termoelektrarno Šoštanj, Termoelektrarno Brestanica, Dravske elektrarne Maribor, Savske elektrarne Ljubljana ter Soške elektrarne Nova Gorica, torej različne elektrarne z različnimi variabilnimi in fiksnimi stroški obratovanja. Z analizo izračunanih tržnih cen električne energije je bilo ugotovljeno, da Holding Slovenske elektrarne prodaja električno energijo proizvedeno v Termoelektrarni Šoštanj po variabilnih stroških, medtem ko fiksne stroške obratovanja Termoelektrarne Šoštanj pokriva s prodajno ceno električne energije proizvedene v hidroelektrarnah, predvsem iz naslova proizvodnje Dravskih elektrarn Maribor. Če simulacijski model trga z električno energijo upošteva omenjeno prodajno politiko Holdinga Slovenske elektrarne, potem simulacijski model napoveduje točne tržne cene električne energije, zato je bila prodajna politika Holdinga Slovenske elektrarne vgrajena v simulacijski model trga električne energije. Omenjena prodajna politika Holdinga Slovenske elektrarne je upoštevana tudi v rezultatih napovedi simulacijskega modela trga z električno energijo v Sloveniji, prikazanih v prilogi 8.

5. ZAKLJUČEK

Trga z električno energijo v preteklosti ni bilo. Glavno "tržno" politiko je vodila država, tako pri določanju prodajnih cen električne energije kot proizvodnje elektrarn v slovenskem elektroenergetskem sistemu. S sprejetjem Energetskega zakona so se pravila igre v preskrbi z električno energijo spremenila, in sicer je zakon vpeljal tržno miselnost tudi na področje z električno energijo. Z največjimi spremembami so se soočili proizvajalci ter večji porabniki električne energije, ki jim je bilo naenkrat prepuščeno svobodno odločanje o proizvodnji oz. porabi ter prodajni oz. nabavni ceni električne energije. V ta namen je bil zgrajen v magistrskemu delu opisan simulacijski model trga z električno energijo v Sloveniji, ki bi ravno proizvajalcem, trgovcem in večjim porabnikom električne energije, v končni fazi pa tudi vsem udeležencem trga z električno energijo, omogočal načrtovanje proizvodnje, prodajne cene električne energije, novih proizvodnih zmogljivosti ter analizo vpliva spremembe dejavnikov, ki vplivajo na oblikovanje tržne ponudbe in povpraševanja po električni energiji.

Izgradnja simulacijskega modela trga z električno energijo je potekala v treh fazah. Prvo fazo je predstavljala izgradnja in napoved tržne krivulje povpraševanja po električni energiji, ki je zajemala zbiranje in analizo podatkov o urni potrošnji električne energije v Sloveniji, izbiro modela napovedovanja in ustreznega programskega paketa ter testiranje rezultatov napovedi potrošnje električne energije po metodi Holtovega in Winterjevega glajenja z enakomernim sezonskim nihanjem (Holt-Winters' additive seasonal smoothing) s programskim paketom

Crystal Ball Predictor. Drugo fazo je predstavljala izgradnja in napoved tržne krivulje ponudbe električne energije, ki je vključevala analizo obratovanja različnih vrst elektrarn, zbiranje podatkov o tehnično-obratovalnih karakteristikah elektrarn oz. o izvoznih in uvoznih čezmejnih prenosnih zmogljivostih ter zbiranje, analizo in napoved fiksnih in variabilnih obratovalnih stroškov posameznih elektrarn oz. prodajnih in nabavnih cen električne energije v tujini. Tretjo fazo je predstavljala sama izgradnja optimizacijskega modela upoštevajoč tržno krivuljo ponudbe in povpraševanja po električni energiji, ki je obsegala izbiro splošnega ekonomskega modela trga z električno energijo, izbran je bil model popolne konkurence, proučevanje tržnih anomalij, ki vplivajo na delovanje trga z električno energijo, izbiro ustreznega programskega paketa, zapis optimizacijskega modela trga z električno energijo v Sloveniji v programskih paketih Premium Solver Platform in XPRESS Solver Engine ter testiranje rezultatov napovedi proizvodnje posameznih proizvajalcev električne energije in tržnih cen električne energije. Cilj izgradnje simulacijskega modela trga z električno energijo je bila napoved tržnih cen električne energije na debelo ter proizvodnje elektrarn. Testiranja simulacijskega modela trga z električno energijo v Sloveniji so pokazala, da so napovedi simulacijskega modela zanesljive in pravilne.

Napovedi simulacijskega modela trga z električno energijo so pripeljale do naslednjih ugotovitev, ki niso bile oz. niso razvidne iz sedanjega delovanja trga z električno energijo.

Prvič, tržne prodajne cene električne energije temeljijo na variabilnih stroških obratovanja termoelektrarn. Termoelektrarne prodajajo električno energijo po variabilnih stroških zaradi pravic iz naslova prednostnega dispečiranja, pravic iz naslova terciarne regulacije frekvence ter zaradi skupne lastnine različnih vrst elektrarn. Pravice iz prednostnega dispečiranja omogočajo Termoelektrarni Trbovlje in Termoelektrarni-toplarni Ljubljana pokrivanje fiksnega dela stroškov obratovanja s prodajo proizvodnje električne energije po lastni ceni na trgu prednostnega dispečiranja, kar pomeni, da na trgu z električno energijo omenjeni elektrarni prodajata le dodatno proizvedeno električno energijo. Prav tako omogočajo pravice iz naslova terciarne regulacije frekvence Termoelektrarni Brestanica, kot rezervi v elektroenergetskem sistemu, prodajo električne energije po variabilnih stroških. Fiksne stroške obratovanja elektrarne krije država iz naslova omrežnine. Najbolj zanimiva ugotovitev je, da Holding Slovenske elektrarne, kot lastnik različnih vrst elektrarn, prodaja električno energijo proizvedeno v Termoelektrarni Šoštanj po variabilnih stroških, medtem ko fiksne stroške obratovanja Termoelektrarne Šoštanj pokriva z dobički od prodaje električne energije iz hidroelektrarn. Nuklearna elektrarna Krško ter hidroelektrarne s prodajno ceno pokrivajo vse obratovalne stroške elektrarne.

Drugič, na oblikovanje tržne cene električne energije najbolj vpliva politika oblikovanja prodajnih cen električne energije Holdinga Slovenske elektrarne, kot največjega proizvajalca električne energije v Sloveniji. Rezultati simulacijskega modela trga z električno energijo kažejo, da se največji proizvajalec električne energije ne obnaša kot monopolist, saj pokriva fiksni del obratovalnih stroškov Termoelektrarne Šoštanj z dobički iz poslovanja hidroelektrarn, kar mu omogoča ponudbo električne energije po ugodnejši ceni. Holding Slovenske elektrarne ima možnost še dodatno zmanjšati prodajno ceno električne energije, in sicer lahko z dobički iz poslovanja Dravskih elektrarn Maribor in Soških elektrarn Nova Gorica pokrije polovico fiksnih stroškov Savskih elektrarn Ljubljana ter celotne fiksne stroške Termoelektrarne Šoštanj. Na

drugi strani, če bi Holding Slovenske elektrarne želel pokriti fiksne stroške Termoelektrarne Šoštanj s prodajno ceno električne energije proizvedene v Termoelektrarni Šoštanj, bi se prodajna cena električne energije iz termoelektrarne dvignila za 24 EUR/MWh, tržna cena električne energije pa bi znašala okoli 13,5 SIT/kWh. To kaže na dejstvo, da so tržne cene električne energije na trgu z električno energijo odvisne od politike določanja prodajnih cen električne energije Holdinga Slovenske elektrarne.

Tretjič, tržne cene električne energije, s katerimi se trguje na organiziranem trgu z električno energijo, predstavljajo tržne cene proizvodnih viškov električne energije in ne predstavljajo realnih cen, s katerimi se dejansko trguje na trgu z električno energijo oz. s katerimi se prodaja električna energija preko bilateralnih pogodb. Zato so tržne cene, s katerimi se trguje na organiziranem trgu z električno energijo, neuporabne pri planiranju proizvodnje, še manj pa pri planiranju novih proizvodnih zmogljivosti.

Četrtič, vprašljiva je smiselnost uvajanja konkurence na trg z električno energijo. Dejstvo je, da se je država iz elektroenergetskega sektorja umaknila le navidezno, le s sprejetjem Energetskega zakona. Država je še vedno največji lastnik proizvodnih enot, zagotavlja prednostno dispečiranje Termoelektrarni Trbovlje in Termoelektrarni-toplarni Ljubljana, zagotavlja pokrivanje fiksnih stroškov elektrarn, ki nudijo sistemsko rezervo v elektroenergetskem sistemu Slovenije, ter omejuje dvig tržnih cen električne energije Holdingu Slovenske elektrarne. Država z vodenjem navidezne tržne energetske politike še vedno omogoča neekonomsko obnašanje določenih elektrarn s pokrivanjem fiksnih stroškov obratovanja, medtem ko na drugi strani elektrarne omejuje pri dvigu tržnih cen električne energije. Država je tista, ki omogoča ali povzroča prodajo električne energije po variabilnih stroških obratovanja termoelektrarn.

Petič, vprašljiva je izgradnja novih proizvodnih zmogljivosti. Investicije v elektroenergetskem sistemu so kapitalno intenzivne. Na to kaže že podatek, da znaša npr. investicija v izgradnjo hidroelektrarne med 80–100 milijoni EUR. Prav zaradi visokih investicijskih izdatkov se lastniki pred izgradnjo elektrarne vprašajo, ali je investicija rentabilna, saj prenos kapitala po izgradnji elektrarne praktično ni več mogoč. Glede na to, da država omejuje tržne cene električne energije na ravni variabilnih stroškov obratovanja obstoječih termoelektrarn, je omejen vstop novim ponudnikom električne energije, saj morajo le-ti s proizvodnjo električne energije pokriti tako variabilne kot fiksne stroške, ki pa so v začetni fazi obratovanja, zaradi visokih amortizacijskih stroškov in stroškov odplačevanja posojil, razmeroma visoki. Država z omejevanjem tržnih cen električne energije omejuje vstop novim konkurentom. Vstop novih konkurentov pa omejuje tudi Holding Slovenske elektrarne, ki ima možnost pokrivanja izgub termoelektrarn z dobički hidroelektrarn.

Simulacija trga z električno energijo torej ni podala samo napovedi proizvodnje in tržnih cen električne energije, temveč tudi nova spoznanja in probleme, s katerimi se bo morala soočiti država, ki bo morala tehtati med upoštevanjem in spoštovanjem evropskih smernic in podpisanih protokolov na eni strani ter zagotavljanjem zanesljive oskrbe z električno energijo na drugi strani.

6. LITERATURA

1. Al-Alawi Saleh M., Islam Syed M.: Principles of Electricity Demand Forecasting. Power Engineering Journal, B.k., 10(1996), 3, str. 139–143.
2. Anderson Dennis: Investment Analysis in Electricity Supply Using Computer Models. B.k. : International Bank for Reconstruction and Development, 1970. 80 str.
3. Andersson Bo, Damsgaard Niclas: Residential Electricity Use. Demand Estimations Using Swedish Micro Data. Stockholm : Stockholm School of Economics, 1994. 10 str.
4. Bregar Z., Košnjek Z., Potočnik F.: Primerjava modelov ELBIVIM-II in WASP pri načrtovanju razvoja proizvodnega elektroenergetskega sistema Slovenije. Zbornik sedme elektrotehniške in računalniške konference. Zvezek A. Portorož : Slovenska sekcija IEEE, 1998, str. 423–426.
5. Burns Thomas G.: The Art and Science of Energy Forecasting. Journal of Petroleum Technology, B.k., 1984, 36, str. 1437–1442.
6. Chinneck John W.: Practical Optimization. Ottawa : Carleton University, 2001. 12 str.
7. Cullen Kathleen Ann: Forecasting Electricity Demand using Regression and Monte Carlo Simulation Under Conditions of Insufficient Data. Magistrsko delo. Morgantown : West Virginia University, 1999. 107 str.
8. Debeljak Irena et al.: Z izbiro indonezijskega premoga smo sklenili sanjski posel. Megavat, Ljubljana, 2004, 1, str. 3.
9. Dmitrović Tanja et al.: Trženjske strategije za obrambo vodilnega tržnega položaja. Primer Gorenja na trgu Republike Hrvaške. Slovenska podjetja na trgih nekdanje Jugoslavije. Ljubljana : Časnik Finance, 2001. str. 303–320.
10. Dovč Franci: Kratkovidni načrtovalci prihodnosti. Gospodarski vestnik, Ljubljana, 2003, 15.09.2003, str. 1–3.
11. Eto Joseph H.: The Past, Present, and Future of U.S. Utility Demand-Side Management Programs. Berkeley : University of California, 1996. 22 str.
12. Eynon Robert et al.: The Electricity Market Module of the National Energy Modeling System. Model Documentation Report. Washington : Energy Information Administration – Office of Integrated Analysis and Forecasting, 2001. 205 str.
13. Ferguson Thomas S.: Linear Programming. Los Angeles : University of California at Los Angeles, 2004. 50 str.
14. Goldman Charles A., Eto Joseph H., Barbose Galen L.: California Customer Load Reductions during the Electricity Crisis. Berkeley : Ernest Orlando Lawrence Berkeley National Laboratory, 2002. 31 str.
15. Golob Robert et al.: Simulator trga z električno energijo. Zbornik desete elektrotehniške in računalniške konference. Zvezek A. Portorož : Slovenska sekcija IEEE, 2001, str. 329–332.
16. Golob Robert et al.: Uporaba simulacijskega orodja za napovedovanje razmer na trgu električne energije. Elektrotehniški vestnik, Ljubljana, 68(2001a), 5, str. 277–285.
17. Golob Robert et al.: Določitev optimalnega režima obratovanja plinske elektrarne Trbovlje. Zaključno poročilo. Ljubljana : Fakulteta za elektrotehniko, 2004. 77 str.

-
18. Grohnheit Poul Erik, Klavs Gaidis: Elastic Electricity and Heat Demand in the Balmorel Model. Risoe National Laboratory. [URL: <http://www.balmorel.com/ftp-dirs/balmorel/Doc/rigaconf2000-peg.pdf>], 23.8.2003.
 19. Hirschhausen Christian, Andres Michael: Long-Term Electricity Demand in China. Energy Policy, B.k., 2000, 28, str. 231–241.
 20. Hirst Eric: Barriers to Price-Responsive Demand in Wholesale Electricity Markets. Edison Electric Institute. [URL: http://www.eei.org/industry_issues/retail_services_and_delivery/wise_energy_use/demand_response/barriershirst.pdf], 2.7.2002.
 21. Hutzler J. Mary et al.: International Energy Outlook. Washington : Energy Information Administration, 2004. 244 str.
 22. Hutzler J. Mary et al.: Annual Energy Outlook. With Projections to 2025. Washington : Energy Information Administration, 2004a. 278 str.
 23. Janjić Brane: Priprave na gradnjo 400 kV povezave z Madžarsko. Naš stik, Ljubljana, 2003, 6, str. 34.
 24. Jeeninga Harm: Domestic Electricity Consumption and Life Style. B.k. : European Council for an Energy Efficient Economy, 1999. 10 str.
 25. Kocbek Darja: Poraba elektrike nad pričakovanji. Delo, Ljubljana, 14.06.2002, str.14.
 26. Košnjek Z.: Načrtovanje razvoja proizvodnega dela EES z modelom ELBIVIM-II. Zbornik sedme elektrotehniške in računalniške konference. Zvezek A. Portorož : Slovenska sekcija IEEE, 1998, str. 427–430.
 27. Labys Walter C.: Modeling Mineral and Energy Markets. Boston : Kluwer Academic Publishers, 1999. 192 str.
 28. Miller James Isaac: Modeling Residential Demand for Electricity in the U.S.: A Semiparametric Panel Data Approach. Rice University. [URL: [http://www.ruf.rice.edu/~jimiller/Miller%202001%20\(Electricity%20Demand\).pdf](http://www.ruf.rice.edu/~jimiller/Miller%202001%20(Electricity%20Demand).pdf)], 12.11.2001.
 29. Mitchell Briger M., Park Rolla Edward, Labrune Francis: Projecting the Demand for Electricity: A Survey and Forecast. Santa Monica : Rand Corporation, 1986. 34 str.
 30. Pehani Andrej et al.: Strategija dolgoročnega razvoja elektroenergetskega sistema Slovenije do leta 2020 in strokovne podlage za izdelavo srednjeročnih in kratkoročnih planov elektrogospodarstva do leta 2000. Ljubljana : Elektroinštitut Milan Vidmar, 1990. 485 str.
 31. Podkrižnik Metod: Oblikovanje obveznih rezerv nafte in njenih derivatov v Republiki Sloveniji. Magistrsko delo. Ljubljana : Ekonomska fakulteta, 2002. 101 str.
 32. Požar Hrvoje: Osnove Energetike. Drugi svezak. Zagreb : Grafični zavod Hrvatske, 1978. 754 str.
 33. Prašnikar Janez: Uvod v mikroekonomijo. Ljubljana : Ekonomska fakulteta, 1996. 514 str.
 34. Pučko Danijel, Rozman Rudi: Ekonomika in organizacija podjetja. 1 knjiga: Ekonomika podjetja. Ljubljana : Ekonomska fakulteta, 1995. 344 str.
 35. Reed William L.: Competitive Electricity Markets and Innovative Technologies: Hourly Pricing Can Pave the Way for the Introduction of Technology and Innovation. RAND organization. [URL: <http://www.rand.org/scitech/stpi/Evision/Supplement/reed.pdf>], 7.9.2003.
 36. Ruff Larry E.: Economic Principles of Demand Response in Electricity. Washington : Edison Electric Institute, 2002. 49 str.
-

-
37. Sajovic Dušan et al.: Perspektivne elektroenergetske bilance. 1. del: Karakteristike elektroenergetskega sistema. Ljubljana : Elektroinštitut Milan Vidmar, 1989. 115 str.
 38. Sajovic Dušan, Maksić Rado: Perspektivne elektroenergetske bilance. Pokrivanje potreb po električni energiji z uporabo metode simulacije verjetnosti. Ljubljana : Elektroinštitut Milan Vidmar, 1991. 36 str.
 39. Samuelson A. Paul, Nordhaus D. William, Mandel J. Michael: Economics. New York : McGraw-Hill, Inc., 1995. 789 str.
 40. Schlegel: Energy Efficiency Options for the New England Demand Response Initiative (NEDRI). Tucson : Schlegel & Associates, 2002. 41 str.
 41. Skornšek Drago, Bandelj Boštjan, Rijavec Petja: Pomembna vloga doma in na tujem. Energija, Ljubljana, 2004, 11, str. 5–8.
 42. Skubic Minka: Stroški oskrbe vse višji. Naš stik, Ljubljana, 2003, 12, str. 52–53.
 43. Skubic Minka: NEK čez tri leta močnejša. Naš stik, Ljubljana, 2003a, 11, str. 32–33.
 44. Stevens Brandt, Lerner Lionel: The Effect of Restructuring on Price Elasticities of Demand and Supply. B.k. : California Energy Commision, 1996. 12 str.
 45. Studenmund A.H.: Using Econometric: A practical Guide. New York : Harper Collins Publishers, 1992. 656 str.
 46. Štokelj T., Gubina F., Dobnikar A.: Napoved dotoka v bazen HE Doblar s pomočjo nevronske mreže. Zbornik pete elektrotehniške in računalniške konference. Zvezek B. Portorož : Slovenska sekcija IEEE, 1996, str. 171–174.
 47. Štokelj Tomaž, Golob Robert, Gubina Ferdinand: Optimalno vodenje verige HE s pomočjo metode umetne inteligence. Zbornik sedme elektrotehniške in računalniške konference. Zvezek A. Portorož : Slovenska sekcija IEEE, 1998, str. 419–422.
 48. Vanderbei Robert J.: Linear Programming. Foundations and Extensions. Princeton : Princeton University, 2001. 450 str.
 49. Wagemans G.: Voltage and Reactive-Power Control in the UCPTE System. Arnhem : UCPTE, 1991. 36 str.
 50. Weis Hubert et al.: Dynamic Service Rendered by Hydraulic Power Stations. Definitions – Quantification and Evaluation – Study of the Cost Price. B.k. : Hydro-Power and other Renewable Energies Study Committee, 1993. 97 str.
 51. Werckman Carol et al: Crystal Ball Predictor. User Manual. Denver : Decisioneering, Inc., 2001. 206 str.
 52. Winston Wayne L.: Operations Research. Applications and Algorithms. Belmont : Duxbury Press, 1994. 1318 str.
 53. Wohlgemuth Norbert: Energy Efficiency and Sustainable Electricity Consumption. Klagenfurt : University of Klagenfurt, 2001. 12 str.

7. VIRI

1. A Guide to Electricity Forecasting Methodology. Washington : Edison Electric Institute, 1986. 70 str.
2. Analiza cen zemeljskega plina. [URL: <http://www.geoplin.si/MainFrame.asp?meni1=3&meni2=1&meni3=3&Jezik=0>], Geoplin, 3.4.2004.
3. Arhiv dnevnih deviznih tečajev. [URL: http://www.bsi.si/html/financni_podatki/arhiv/index.html], Banka Slovenije, 3.4.2004.
4. Barbič Bogdan et al.: Termoelektrarna Brestanica. Postavitev dveh plinskih turbin moči 2x110 MW– 125 MW. Ljubljana : IBE d.d., 1997. 560 str.
5. Cene kurilnega olja EL. [URL: <http://www.petrol.si/>], Petrol, 3.4.2004.
6. Cene naftnih derivatov. [URL: <http://www.petrol.si/>], Petrol, 3.4.2004.
7. Definitions of Transfer Capacities in Liberalised Electricity Markets. [URL: <http://www.ets-net.org/upload/documents/Transfer%20Capacity%20Definitions.pdf>], European Transmission System Operators, april 2001.
8. Demand Forecasting for Electricity. [URL: <http://www.teriin.org/division/regdiv/docs/ft13.pdf>], The Energy and Resource Institute, 7.9.2003.
9. Določane cene čezmejnega trgovanja. [URL: <http://www.agen-rs.si/docs/tisk310103.pdf>], Agencija za energijo Republike Slovenije, 31.1.2003.
10. Duhovnik Boštjan et al.: Strokovne podlage za indikativni razvojni načrt energetskega sektorja v Sloveniji. Pregled potencialnih projektov energetske infrastrukture v Sloveniji. Ljubljana : IBE d.d., 2003. 633 str.
11. Duhovnik Boštjan et al.: Strokovne podlage za indikativni razvojni načrt energetskega sektorja v Sloveniji. Pregled obstoječe energetske infrastrukture v Sloveniji. Ljubljana : IBE d.d., 2003a. 655 str.
12. Electricity Market Price – Italy. [URL: <http://www.mercatoelettrico.org/GmeWebInglese/InfoMercato/InfoMercatoDefault.aspx>], Gestore del Mercato Elettrico S.p.A., 21.3.2004.
13. Energetski zakon (Uradni list RS, št. 79/99).
14. Energy Spot Market. [URL: http://www.eex.de/index_e.asp], European Energy Exchange, 22.5.2004.
15. European Union Energy Outlook to 2020. Luxembourg : Office for Official Publication of the European Communities, 1999. 217 str.
16. European Union Steam Coal Import Costs from Non-EU Countries. [URL: <http://www.eia.doe.gov/emeu/international/eustmimp.html>], Energy Information Administration , 8.6.2003.
17. Forecast of Electricity Demand for the 5th Pacific Northwest Conservation and Electric Power Plan. [URL: <http://www.nwcouncil.org/library/2002/2002-11.pdf>], Northwest Power and Conservation Council, 14.8.2002.
18. Hidroelektrarne podjetja Soške elektrarne Nova Gorica. [URL: <http://www.seng.si/core.php?ID=2003170710000008>], Soške elektrarne Nova Gorica d.o.o., 15.4.2004.
19. Indicative values for Net Transfer Capacities. [URL: http://www.ets-net.org/MarketInfo/ntc_info/map/e_default.asp], European Transmission System Operators, 17.5.2004.
20. Interna gradiva podjetja Dravske elektrarne Maribor d.o.o..

-
21. Interna gradiva podjetja Elektro Ljubljana d.o.o..
 22. Interna gradiva podjetja Elektro Slovenija d.o.o..
 23. Interna gradiva podjetja Energetika Ljubljana d.o.o..
 24. Interna gradiva podjetja IBE d.d..
 25. Interna gradiva podjetja Nuklearna elektrarna Krško d.o.o..
 26. Interna gradiva podjetja Premogovnik Velenje d.d..
 27. Interna gradiva podjetja Rudnik Trbovlje Hrastnik d.o.o..
 28. Interna gradiva podjetja Savske elektrarne Ljubljana d.o.o..
 29. Interna gradiva podjetja Soške elektrarne Nova Gorica d.o.o..
 30. Interna gradiva podjetja Termoelektrarna Brestanica d.o.o..
 31. Interna gradiva podjetja Termoelektrarna Šoštanj d.o.o..
 32. Interna gradiva podjetja Termoelektrarna Trbovlje d.o.o..
 33. Interna gradiva podjetja Termoelektrarna-toplarna Ljubljana d.o.o..
 34. Investicije podjetja Talum d.d. Kidričevo. [URL: <http://www.talum.si/slo/index-invest.html>], Talum d.d. Kidričevo, 15.3.2004.
 35. Josipovič Zdenko et al.: Izgradnja HE na spodnji Savi – HE Boštanj. Investicijski program. Ljubljana : IBE d.d., 2002. 103 str.
 36. Josipovič Zdenko et al.: HE Boštanj. Idejni projekt: splošni del. Ljubljana : IBE d.d., 2002a. 730 str.
 37. Josipovič Zdenko et al.: Črpalna hidroelektrarna Avče. Investicijski program. Ljubljana : IBE d.d., 2003. 110 str.
 38. Josipovič Zdenko et al.: HE Blanca. Idejne rešitve: obdelava variantnih rešitev. Ljubljana : IBE d.d., 2004. 103 str.
 39. Kimovec Janez et al.: Veriga HE na spodnji Savi. Predinvesticijska zasnova. Ljubljana : IBE d.d., 2002, 95 str.
 40. Kimovec Janez et al.: Izbor tehnologije za proizvodnjo toplote in električne energije v TE-TOL. Predinvesticijska študija. Ljubljana : IBE d.d., 2003. 345 str.
 41. Koncesijska pogodba za gospodarko izkoriščanje vode Soče, Idrijce in Bače za proizvodnjo električne energije. [URL: <http://www.gov.si/mop/>], Ministrstvo za okolje, prostor in energijo, 2002.
 42. Koncesijska pogodba za izkoriščanje energetskega potenciala spodnje Save. [URL: <http://www.gov.si/mop/>], Ministrstvo za okolje, prostor in energijo, 2002.
 43. Leban Ivan et al.: Obnova HE Medvode. Energetska analiza. Ljubljana : IBE d.d., 2001. 65 str.
 44. Leban Ivan et al.: Obnova HE Medvode. Investicijski program. Ljubljana : IBE d.d., 2002. 63 str.
 45. Load-Frequency Control and Performance. Arnhem : UCTE, 2004. 26 str.
 46. Majhne hidroelektrarne. [URL: http://www.fs.uni-lj.si/opet/knjiznica/majhne_hidroelektrarne.pdf], Fakulteta za strojništvo, 12.04.2004.
 47. Malešič Milan et al.: Zamenjava nizkotlačnih delov turbine. Investicijski program. Ljubljana : IBE d.d., 2002. 55 str.
 48. Market Data eSPREAD Market – Austria. [URL: <http://www.wienerboerse.at/marktdaten/DSHistory.xls>], Energy Exchange Austria, 20.03.2004.
-

-
49. Market Data: Results Spot Market – Germany. [URL: http://www.eex.de/info_center/downloads/index_e.asp], European Energy Exchange, 20.03.2004.
 50. Market Results – Holland. [URL: <http://www.apx.nl/marketresults.html>], Amsterdam Power Exchange, 20.03.2004.
 51. Market Results: Day – Ahead Market Information – Poland. [URL: http://www.polpx.pl/r_rdn_f.htm], Towarowa Gielda Energii SA, 20.03.2004.
 52. Micro – Hydro Power. [URL: http://www.itdg.org/html/technical_enquiries/docs/micro_hydro_power.pdf], Intermediate Technology Development Group, 15.3.2004.
 53. Nacionalni energetski program. Predlog. [URL: <http://www.spletomat.com/WEC/NEP>], Ministrstvo za okolje, prostor in energijo, 15.2.2004.
 54. Načrt razvoja prenosnega omrežja v Sloveniji od leta 2003 do 2012. Energetske osnove. Ljubljana : Elektro Slovenija, 2002. 47 str.
 55. Net Transfer Capacities and Available Transfer Capacities in the Internal Market of Electricity in Europe. [URL: <http://www.ets-net.org/upload/documents/NTC%20Users%20information.pdf>], European Transmission System Operators, marec 2000.
 56. Novak Mitja et al.: Dogradnja transformacije 400/110 kV RTP Divača. Investicijski program. Ljubljana : IBE d.d., 2002. 75 str.
 57. Popravek razpisa za dodelitev čezmejnih prenosnih zmogljivosti za izvoz električne energije v Italijo. Ljubljana : Elektro Slovenija, 2004. 2 str.
 58. Predstavitev hidroelektrarn podjetja Dravske elektrarne Maribor. [URL: <http://www.dem.si/predstavitev.html>], Dravske elektrarne Maribor d.o.o., 15.4.2004.
 59. Premium Solver Platform. User Guide. Incline Village : Frontline System, Inc., 2003. 224 str.
 60. Prenosno omrežje Republike Slovenije. [URL: <http://www.upo.eles.si/omrezje/index.html>], Elektro Slovenija, 15.5.2004.
 61. Price report on Powernext Day – Ahead – France. [URL: <http://www.powernext.fr/modules.php?op=modload&name=Powernext&file=index&req=stat&bid=29&cld1=31&cld2=36&cld3=38>], Powernext, 20.03.2004.
 62. Procedures for Cross-Border Transmission Capacity Assesments. [URL: <http://www.ets-net.org/upload/documents/Procedures%20for%20Capacity%20Assessments.pdf>], European Transmission System Operators, oktober 2001.
 63. Razpis za dodelitev čezmejnih prenosnih zmogljivosti za izvoz električne energije v Italijo. Ljubljana : Elektro Slovenija, 2004. 10 str.
 64. Razpis za dodelitev čezmejnih prenosnih zmogljivosti za uvoz električne energije iz Avstrije. Ljubljana : Elektro Slovenija, 2004. 12 str.
 65. Resolucija o Nacionalnem energetskem programu (Uradni list RS, št. 57/04).
 66. Resolucija o strategiji rabe in oskrbe Slovenije z električno energijo (Uradni list RS, št. 9/96).
 67. Sistemske storitve. [URL: <http://www.savske-el.si/index.php?id=42>], Savske elektrarne Ljubljana, 25.5.2004.
 68. Sklep o cenah in premijah za odkup električne energije od kvalificiranih proizvajalcev električne energije (Uradni list RS, št. 25/02).
 69. Sklep o cenah in premijah za odkup električne energije od kvalificiranih proizvajalcev električne energije (Uradni list RS, št. 8/04).
-

-
70. Statistični letopis energetskega gospodarstva Republike Slovenije. Ljubljana : Ministrstvo za gospodarske dejavnosti, 1987. 290 str.
 71. Statistični letopis energetskega gospodarstva Republike Slovenije. Ljubljana : Ministrstvo za gospodarske dejavnosti, 1988. 290 str.
 72. Statistični letopis energetskega gospodarstva Republike Slovenije. Ljubljana : Ministrstvo za gospodarske dejavnosti, 1989. 290 str.
 73. Statistični letopis energetskega gospodarstva Republike Slovenije. Ljubljana : Ministrstvo za gospodarske dejavnosti, 1990. 290 str.
 74. Statistični letopis energetskega gospodarstva Republike Slovenije. Ljubljana : Ministrstvo za gospodarske dejavnosti, 1991. 290 str.
 75. Statistični letopis energetskega gospodarstva Republike Slovenije. Ljubljana : Ministrstvo za gospodarske dejavnosti, 1992. 290 str.
 76. Statistični letopis energetskega gospodarstva Republike Slovenije. Ljubljana : Ministrstvo za gospodarske dejavnosti, 1993. 290 str.
 77. Statistični letopis energetskega gospodarstva Republike Slovenije. Ljubljana : Ministrstvo za gospodarske dejavnosti, 1994. 311 str.
 78. Statistični letopis energetskega gospodarstva Republike Slovenije. Ljubljana : Ministrstvo za gospodarske dejavnosti, 1995. 329 str.
 79. Statistični letopis energetskega gospodarstva Republike Slovenije. Ljubljana : Ministrstvo za gospodarske dejavnosti, 1996. 311 str.
 80. Statistični letopis energetskega gospodarstva Republike Slovenije. Ljubljana : Ministrstvo za gospodarske dejavnosti, 1997. 301 str.
 81. Statistični letopis energetskega gospodarstva Republike Slovenije. Ljubljana : Ministrstvo za gospodarske dejavnosti, 1998. 277 str.
 82. Statistični letopis energetskega gospodarstva Republike Slovenije. Ljubljana : Ministrstvo za okolje in prostor, 1999. 277 str.
 83. Statistični letopis energetskega gospodarstva Republike Slovenije. Ljubljana : Ministrstvo za okolje, prostor in energijo, 2000. 200 str.
 84. Statistični letopis energetskega gospodarstva Republike Slovenije. Ljubljana : Ministrstvo za okolje, prostor in energijo, 2001. 200 str.
 85. Statistični letopis energetskega gospodarstva Republike Slovenije. Ljubljana : Ministrstvo za okolje, prostor in energijo, 2002. 201 str.
 86. Statistični letopis RS 2002. Ljubljana : Zavod RS za statistiko, 2002. 652 str.
 87. Statistični letopis RS 2003. Ljubljana : Zavod RS za statistiko, 2003, 660 str.
 88. Šturm Mitja et al.: Prenova HE Zlatoličje, jezu Melje in mHE Melje. Investicijski program. Ljubljana : IBE d.d., 2004. 324 str.
 89. Tarifni sistem za dobavo zemeljskega plina tarifnim odjemalcem na prenosnem omrežju (Uradni list RS, št. 96/02).
 90. Tehnični podatki o hidroelektrarnah podjetja Savske elektrarne Ljubljana. [URL: <http://www.savske-el.si/index.php?id=21>], Savske elektrarne Ljubljana d.o.o., 15.4.2004.
 91. The Price Elasticity of Demand for Electricity in NEM Regions. Clifton Hill : National Institute of Economic and Industry Research, 2002. 7 str.
 92. Three Gorges Dam Project. [URL: http://www.chinaonline.com/refer/ministry_profiles/threegorgesdam.asp], China Online, Inc., 12.04.2004.
-

-
93. Trgovanja z električno energijo – Arhiv za izbrano obdobje. [URL: http://www.borzen.si/arhiv.asp?datum_od=01.01.2001&datum_do=31.12.2003&poslji=Poka%9Ei], Borzen, 22.03.2004.
 94. Trgovanje na organiziranem trgu. [URL: <http://www.borzen.si/predstavitev.asp>], Borzen, 20.5.2004.
 95. Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity – Online data. [URL: http://www.ucte.org/statistics/online_data/consumption/e_default.asp], UCTE, 15.3.2004.
 96. Uredba o koncesiji za rabo reke Drave za proizvodnjo električne energije (Uradni list RS, št. 26/03).
 97. Uredba o koncesiji za rabo reke Save za proizvodnjo električne energije v hidroelektrarnah HE Moste, HE Mavčiče in HE Medvode (Uradni list RS, št. 13/03).
 98. Uredba o koncesiji za rabo vode za proizvodnjo električne energije v hidroelektrarnah do 10 MW nazivne moči, za katere je bilo pridobljeno vodnogospodarsko dovoljenje (Uradni list RS, št. 49/03).
 99. Uredba o nomenklaturi sredstev za amortizacijo z letnimi amortizacijskimi stopnjami (Uradni list SFRJ, št. 21/89).
 100. Uredba o pogojih za pridobitev statusa kvalificiranega proizvajalca električne energije (Uradni list RS, št. 29/01).
 101. Uredba o pravilih za določitev cen in za odkup električne energije od kvalificiranih proizvajalcev električne energije (Uradni list RS, št. 25/02).
 102. XPRESS Solver Engine. User Guide. Incline Village : Frontline System, Inc., 2003. 80 str.
 103. Začetek izgradnje mHE Klavžarica. [URL: http://www.seng.si/core.php?nws=news_show&noviceID=2003101609182701&lang=slo&rub=spj], Soške elektrarne Nova Gorica d.o.o., 16.10.2003.
 104. Zakon o dohodnini (Uradni list RS, št. 48/90).
 105. Zbiranje sredstev za financiranje razgradnje NEK in za odlaganje radioaktivnih odpadkov iz NEK. [URL: <http://www.sklad-nek.si/slo-main.htm>], Sklad za financiranje razgradnje NEK in za odlaganje radioaktivnih odpadkov iz NEK, 16.4.2004.
 106. Zgibanka elektroenergetskega sistema Slovenije. Ljubljana : Elektro Slovenija, 2002. 21 str.
 107. Zgibanka elektroenergetskega sistema Slovenije. Ljubljana : Elektro Slovenija, 2003. 21 str.

PRILOGA 1: PRIMER POROČILA REZULTATOV NAPOVEDI POTROŠNJE ELEKTRIČNE ENERGIJE ZA 1 URO ZJUTRAJ

Report

Summary:

Number of series: 1
Periods to forecast: 48
Seasonality: 12 months
Error Measure: RMSE

Series: 1:00 AM

Method: Holt-Winters' Additive
Parameters:

Alpha: 0.249
Beta: 0.001
Gamma: 0.001

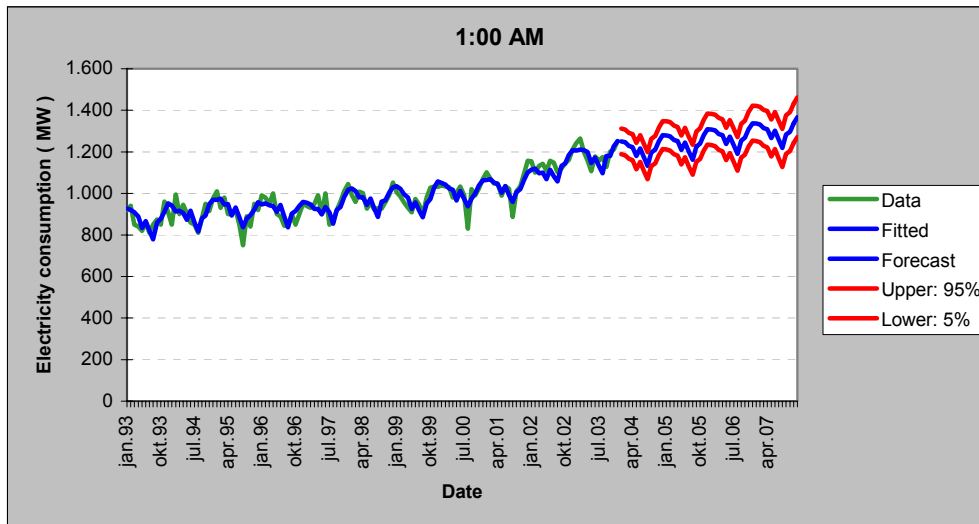
Error: 37.066

Series Statistics:

Minimum: 750
Maximum: 1.264

Forecast:

Date	Lower: 5%	Forecast	Upper: 95%
jan.04	1.189	1.251	1.312
feb.04	1.184	1.246	1.307
mar.04	1.167	1.229	1.291
apr.04	1.159	1.222	1.285
maj.04	1.117	1.180	1.243
jun.04	1.152	1.216	1.280
jul.04	1.109	1.173	1.237
avg.04	1.068	1.133	1.198
sep.04	1.131	1.197	1.262
okt.04	1.145	1.211	1.277
nov.04	1.185	1.251	1.318
dec.04	1.213	1.280	1.348
jan.05	1.212	1.279	1.347
feb.05	1.206	1.274	1.342
mar.05	1.189	1.258	1.326
apr.05	1.182	1.251	1.320
maj.05	1.139	1.209	1.279
jun.05	1.174	1.245	1.315
jul.05	1.131	1.202	1.273
avg.05	1.090	1.162	1.233
sep.05	1.153	1.225	1.298
okt.05	1.166	1.239	1.312
nov.05	1.206	1.280	1.354
dec.05	1.235	1.309	1.384
jan.06	1.233	1.308	1.383
feb.06	1.227	1.303	1.379
mar.06	1.210	1.286	1.363
apr.06	1.202	1.280	1.357
maj.06	1.159	1.238	1.316
jun.06	1.195	1.273	1.352
jul.06	1.151	1.231	1.310
avg.06	1.110	1.190	1.271
sep.06	1.173	1.254	1.335
okt.06	1.186	1.268	1.350
nov.06	1.226	1.309	1.392
dec.06	1.254	1.338	1.422
jan.07	1.252	1.337	1.422
feb.07	1.246	1.332	1.417
mar.07	1.229	1.315	1.402
apr.07	1.221	1.309	1.396
maj.07	1.178	1.266	1.355
jun.07	1.213	1.302	1.392
jul.07	1.169	1.259	1.350
avg.07	1.128	1.219	1.311
sep.07	1.190	1.283	1.375
okt.07	1.203	1.297	1.390
nov.07	1.243	1.337	1.432
dec.07	1.271	1.367	1.463



Method Errors:

	Method	RMSE	MAD	MAPE
Best:	Holt-Winters' Additive	37,066	29,843	3,09%
2nd:	Holt-Winters' Multiplicative	37,43	30,325	3,13%
3rd:	Seasonal Additive	37,998	30,576	3,14%
4th:	Seasonal Multiplicative	39,437	31,72	3,24%
5th:	Single Exponential Smoothing	53,563	43,451	4,51%
6th:	Double Exponential Smoothing	53,597	43,294	4,53%
7th:	Double Moving Average	53,764	41,593	4,24%
8th:	Single Moving Average	54,745	44,881	4,65%

Method Statistics:

	Method	Durbin-Watson	Theil's U
Best:	Holt-Winters' Additive	2,012	0,623
2nd:	Holt-Winters' Multiplicative	1,979	0,624
3rd:	Seasonal Additive	2,076	0,64
4th:	Seasonal Multiplicative	2,017	0,657
5th:	Single Exponential Smoothing	2,004	0,915
6th:	Double Exponential Smoothing	2,007	0,912
7th:	Double Moving Average	1,227	0,903
8th:	Single Moving Average	1,792	0,925

Method Parameters:

	Method	Parameter	Value
Best:	Holt-Winters' Additive	Alpha	0,249
		Beta	0,001
		Gamma	0,001
2nd:	Holt-Winters' Multiplicative	Alpha	0,235
		Beta	0,001
		Gamma	0,001
3rd:	Seasonal Additive	Alpha	0,33
		Gamma	0,001
4th:	Seasonal Multiplicative	Alpha	0,331
		Gamma	0,001
5th:	Single Exponential Smoothing	Alpha	0,619
6th:	Double Exponential Smoothing	Alpha	0,621
		Beta	0,001
7th:	Double Moving Average	Periods	14
8th:	Single Moving Average	Periods	2

PRILOGA 2: REZULTATI NAPOVEDI DNEVNE POTROŠNJE ELEKTRIČNE ENERGIJE ZA DELAVNIKE

Tabela 1: Rezultati napovedi dnevne potrošnje električne energije v Sloveniji za delavnike za leto 2005 (v MW) – 1.del

	1:00 AM	2:00 AM	3:00 AM	4:00 AM	5:00 AM	6:00 AM	7:00 AM	8:00 AM	9:00 AM	10:00 AM	11:00 AM	12:00 AM
jan.05	1.279	1.253	1.272	1.281	1.352	1.718	1.909	1.938	1.909	1.878	1.834	1.832
feb.05	1.274	1.243	1.251	1.266	1.347	1.684	1.844	1.895	1.855	1.838	1.814	1.812
mar.05	1.258	1.219	1.229	1.254	1.322	1.642	1.800	1.844	1.808	1.781	1.770	1.801
apr.05	1.251	1.213	1.215	1.237	1.305	1.607	1.756	1.800	1.753	1.730	1.727	1.767
maj.05	1.209	1.173	1.175	1.195	1.233	1.531	1.671	1.716	1.691	1.683	1.710	1.726
jun.05	1.245	1.215	1.220	1.227	1.261	1.542	1.706	1.747	1.729	1.712	1.733	1.751
jul.05	1.202	1.166	1.177	1.193	1.212	1.453	1.617	1.675	1.654	1.643	1.681	1.699
avg.05	1.162	1.132	1.135	1.146	1.189	1.396	1.541	1.619	1.596	1.580	1.629	1.639
sep.05	1.225	1.199	1.209	1.212	1.285	1.613	1.739	1.775	1.742	1.731	1.742	1.753
okt.05	1.239	1.209	1.218	1.227	1.311	1.671	1.830	1.865	1.818	1.804	1.787	1.808
nov.05	1.280	1.259	1.269	1.280	1.346	1.710	1.867	1.900	1.871	1.860	1.832	1.859
dec.05	1.309	1.278	1.288	1.306	1.376	1.745	1.946	1.982	1.953	1.929	1.888	1.897

Vir: SLEGRS, 1993, str. 198–221, SLEGRS, 1994, str. 197–220, SLEGRS, 1995, str. 195–218, SLEGRS, 1996, str. 200–223, SLEGRS, 1997, str. 190–213, SLEGRS, 1998, str. 180–202, UCTE – Online Data, 2004, str. 1.

Tabela 2: Rezultati napovedi dnevne potrošnje električne energije v Sloveniji za delavnike za leto 2005 (v MW) – 2.del

	1:00 PM	2:00 PM	3:00 PM	4:00 PM	5:00 PM	6:00 PM	7:00 PM	8:00 PM	9:00 PM	10:00 PM	11:00 PM	12:00 PM
jan.05	1.939	1.851	1.823	1.826	1.946	1.947	1.915	1.812	1.656	1.537	1.425	1.333
feb.05	1.914	1.831	1.774	1.735	1.799	1.911	1.911	1.802	1.640	1.530	1.417	1.321
mar.05	1.837	1.768	1.726	1.688	1.665	1.795	1.873	1.785	1.645	1.510	1.391	1.305
apr.05	1.768	1.752	1.719	1.674	1.606	1.623	1.684	1.770	1.646	1.479	1.385	1.305
maj.05	1.717	1.721	1.680	1.646	1.571	1.581	1.625	1.654	1.628	1.474	1.361	1.259
jun.05	1.734	1.732	1.706	1.675	1.599	1.582	1.611	1.595	1.607	1.502	1.389	1.299
jul.05	1.655	1.659	1.636	1.587	1.522	1.513	1.542	1.542	1.570	1.453	1.361	1.256
avg.05	1.590	1.613	1.569	1.545	1.486	1.474	1.524	1.583	1.536	1.413	1.319	1.205
sep.05	1.756	1.726	1.707	1.667	1.598	1.640	1.790	1.793	1.643	1.466	1.369	1.281
okt.05	1.825	1.776	1.745	1.727	1.731	1.842	1.891	1.806	1.649	1.489	1.390	1.291
nov.05	1.922	1.842	1.836	1.892	1.942	1.925	1.909	1.835	1.673	1.540	1.436	1.331
dec.05	1.970	1.915	1.892	1.963	1.994	1.979	1.959	1.860	1.697	1.585	1.466	1.368

Vir: SLEGRS, 1993, str. 198–221, SLEGRS, 1994, str. 197–220, SLEGRS, 1995, str. 195–218, SLEGRS, 1996, str. 200–223, SLEGRS, 1997, str. 190–213, SLEGRS, 1998, str. 180–202, UCTE – Online Data, 2004, str. 1.

Tabela 3: Rezultati napovedi dnevne potrošnje električne energije v Sloveniji za delavnike za leto 2010 (v MW) – 1.del

	1:00 AM	2:00 AM	3:00 AM	4:00 AM	5:00 AM	6:00 AM	7:00 AM	8:00 AM	9:00 AM	10:00 AM	11:00 AM	12:00 AM
jan.10	1.423	1.391	1.417	1.428	1.501	1.911	2.135	2.178	2.155	2.106	2.016	2.027
feb.10	1.418	1.382	1.396	1.413	1.496	1.874	2.062	2.130	2.093	2.060	1.995	2.006
mar.10	1.401	1.358	1.374	1.401	1.472	1.826	2.012	2.072	2.040	1.996	1.951	1.996
apr.10	1.395	1.352	1.360	1.384	1.454	1.787	1.963	2.022	1.978	1.939	1.908	1.962
maj.10	1.353	1.312	1.320	1.342	1.382	1.702	1.867	1.927	1.907	1.885	1.891	1.921
jun.10	1.388	1.354	1.365	1.374	1.411	1.714	1.906	1.962	1.950	1.918	1.914	1.946
jul.10	1.345	1.305	1.322	1.340	1.361	1.615	1.806	1.881	1.864	1.840	1.862	1.894
avg.10	1.305	1.270	1.280	1.293	1.339	1.551	1.721	1.817	1.799	1.769	1.811	1.833
sep.10	1.369	1.338	1.354	1.359	1.434	1.792	1.942	1.991	1.963	1.937	1.923	1.948
okt.10	1.383	1.348	1.363	1.375	1.460	1.856	2.043	2.092	2.048	2.019	1.969	2.003
nov.10	1.424	1.397	1.414	1.427	1.495	1.899	2.084	2.131	2.107	2.081	2.013	2.054
dec.10	1.453	1.417	1.433	1.453	1.526	1.937	2.171	2.223	2.199	2.158	2.069	2.091

Vir: SLEGRS, 1993, str. 198–221, SLEGRS, 1994, str. 197–220, SLEGRS, 1995, str. 195–218, SLEGRS, 1996, str. 200–223, SLEGRS, 1997, str. 190–213, SLEGRS, 1998, str. 180–202, UCTE – Online Data, 2004, str. 1.

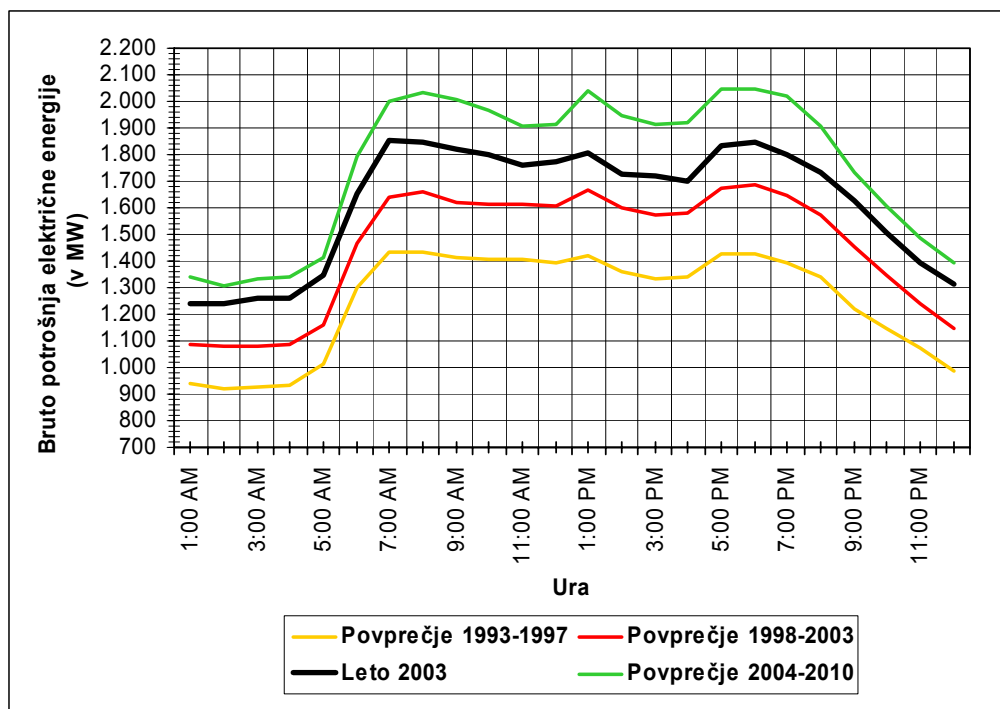
Tabela 4: Rezultati napovedi dnevne potrošnje električne energije v Sloveniji za delavnike za leto 2010 (v MW) – 2.del

	1:00 PM	2:00 PM	3:00 PM	4:00 PM	5:00 PM	6:00 PM	7:00 PM	8:00 PM	9:00 PM	10:00 PM	11:00 PM	12:00 PM
jan.10	2.185	2.084	2.050	2.056	2.196	2.203	2.173	2.042	1.851	1.711	1.585	1.485
feb.10	2.156	2.061	1.995	1.953	2.030	2.161	2.167	2.030	1.835	1.704	1.577	1.473
mar.10	2.069	1.990	1.940	1.899	1.878	2.030	2.123	2.010	1.840	1.684	1.552	1.456
apr.10	1.991	1.971	1.931	1.884	1.812	1.835	1.909	1.993	1.840	1.653	1.545	1.457
maj.10	1.934	1.936	1.887	1.852	1.771	1.787	1.841	1.861	1.822	1.648	1.521	1.410
jun.10	1.952	1.948	1.917	1.884	1.803	1.788	1.825	1.795	1.802	1.676	1.549	1.450
jul.10	1.862	1.866	1.837	1.784	1.715	1.709	1.746	1.734	1.764	1.627	1.521	1.408
avg.10	1.789	1.813	1.762	1.736	1.674	1.665	1.726	1.781	1.731	1.587	1.479	1.357
sep.10	1.975	1.939	1.916	1.874	1.800	1.852	2.026	2.016	1.837	1.640	1.529	1.433
okt.10	2.052	1.996	1.958	1.940	1.950	2.079	2.140	2.030	1.843	1.663	1.550	1.443
nov.10	2.161	2.069	2.060	2.125	2.186	2.173	2.160	2.063	1.867	1.714	1.596	1.482
dec.10	2.215	2.150	2.122	2.204	2.245	2.233	2.216	2.090	1.891	1.759	1.626	1.519

Vir: SLEGRS, 1993, str. 198–221, SLEGRS, 1994, str. 197–220, SLEGRS, 1995, str. 195–218, SLEGRS, 1996, str. 200–223, SLEGRS, 1997, str. 190–213, SLEGRS, 1998, str. 180–202, UCTE – Online Data, 2004, str. 1.

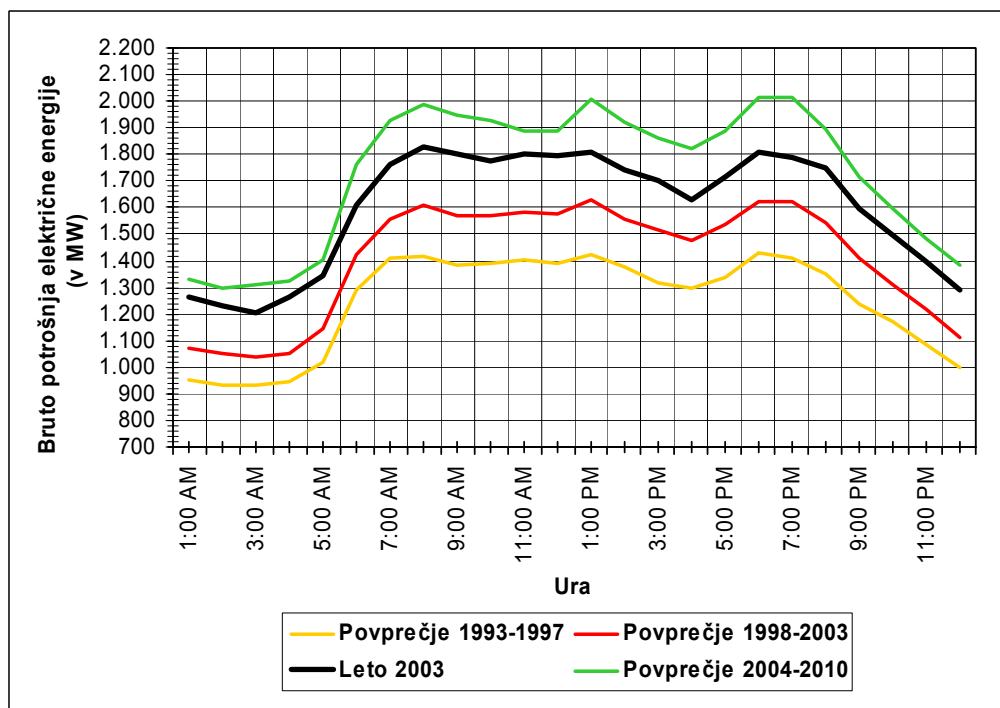
PRILOGA 3: PRIMERJAVA NAPOVEDI IN DEJANSKIH PODATKOV O DNEVNI POTROŠNJI ELEKTRIČNE ENERGIJE ZA DELAVNIKE

Slika 1: Primerjava januarske, dnevne porabe električne energije v Sloveniji v obdobju 1993–2003 z napovedjo za obdobje 2004–2010



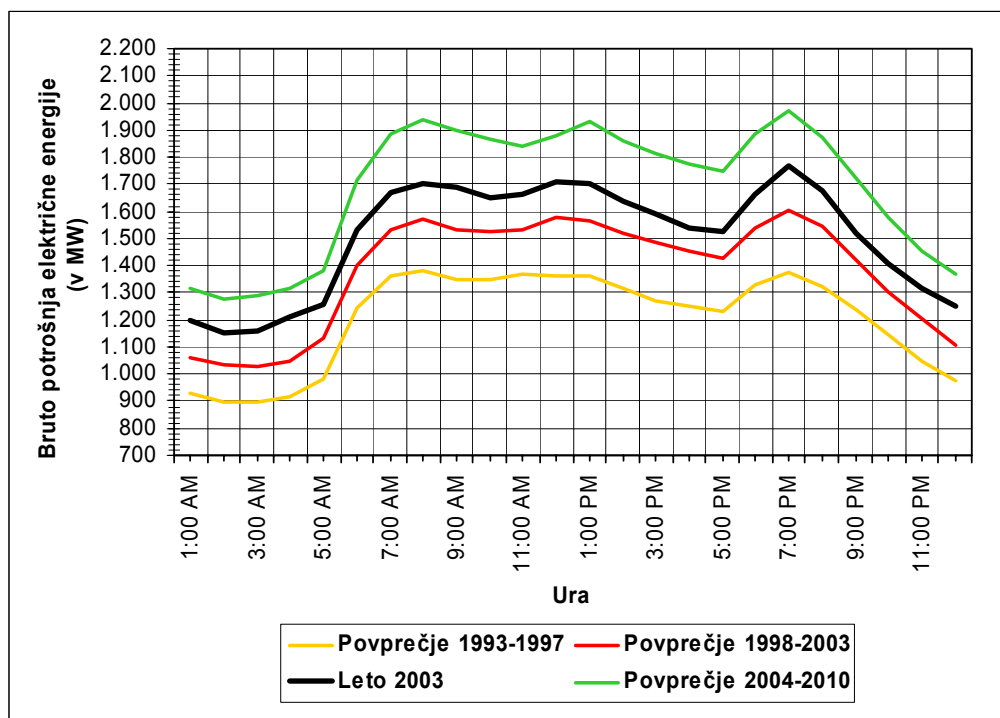
Vir: SLEGRS, 1993, str. 198–221, SLEGRS, 1994, str. 197–220, SLEGRS, 1995, str. 195–218, SLEGRS, 1996, str. 200–223, SLEGRS, 1997, str. 190–213, SLEGRS, 1998, str. 180–202, UCTE – Online Data, 2004, str. 1.

Slika 2: Primerjava februarske, dnevne porabe električne energije v Sloveniji v obdobju 1993–2003 z napovedjo za obdobje 2004–2010



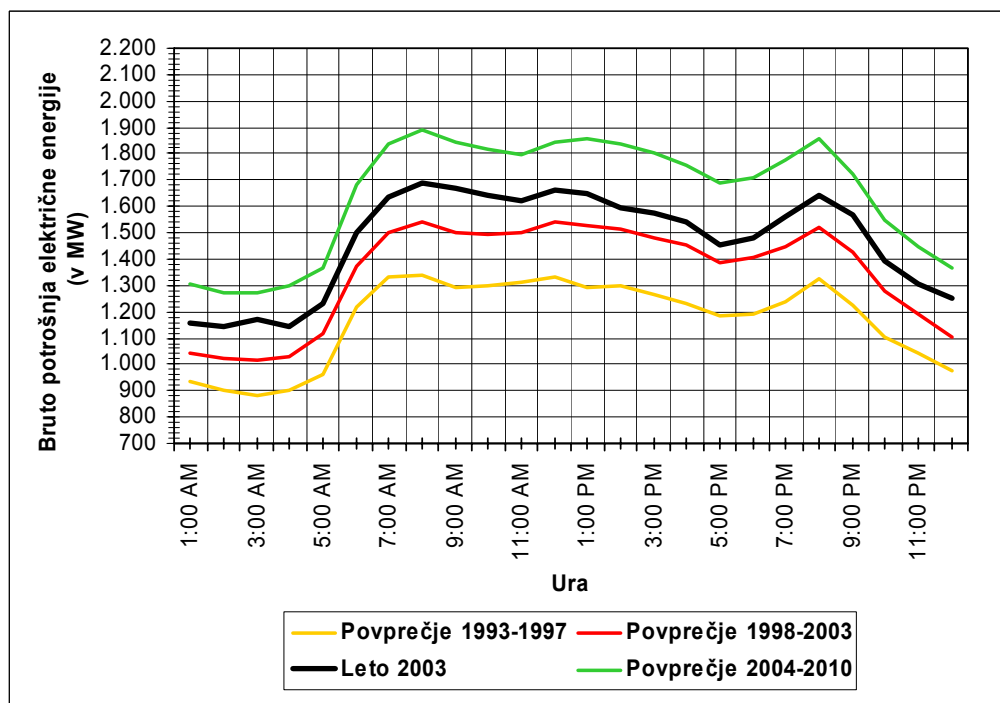
Vir: SLEGRS, 1993, str. 198–221, SLEGRS, 1994, str. 197–220, SLEGRS, 1995, str. 195–218, SLEGRS, 1996, str. 200–223, SLEGRS, 1997, str. 190–213, SLEGRS, 1998, str. 180–202, UCTE – Online Data, 2004, str. 1.

Slika 3: Primerjava marčevske, dnevne porabe električne energije v Sloveniji v obdobju 1993–2003 z napovedjo za obdobje 2004–2010



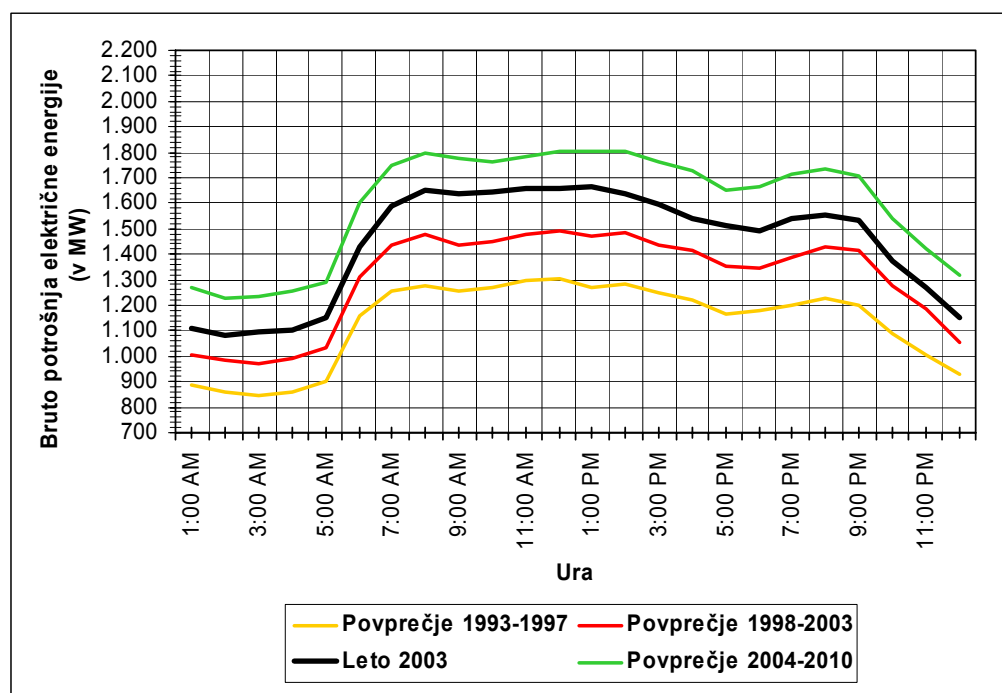
Vir: SLEGRS, 1993, str. 198–221, SLEGRS, 1994, str. 197–220, SLEGRS, 1995, str. 195–218, SLEGRS, 1996, str. 200–223, SLEGRS, 1997, str. 190–213, SLEGRS, 1998, str. 180–202, UCTE – Online Data, 2004, str. 1.

Slika 4: Primerjava aprilske, dnevne porabe električne energije v Sloveniji v obdobju 1993–2003 z napovedjo za obdobje 2004–2010



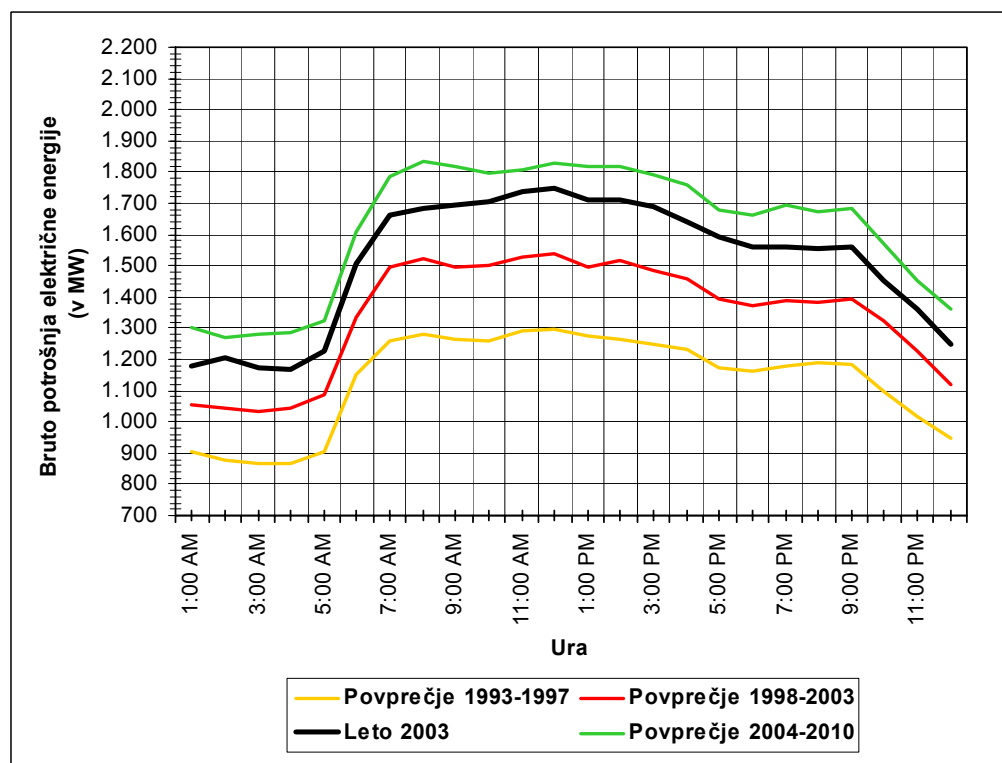
Vir: SLEGRS, 1993, str. 198–221, SLEGRS, 1994, str. 197–220, SLEGRS, 1995, str. 195–218, SLEGRS, 1996, str. 200–223, SLEGRS, 1997, str. 190–213, SLEGRS, 1998, str. 180–202, UCTE – Online Data, 2004, str. 1.

Slika 5: Primerjava majske, dnevne porabe električne energije v Sloveniji v obdobju 1993–2003 z napovedjo za obdobje 2004–2010



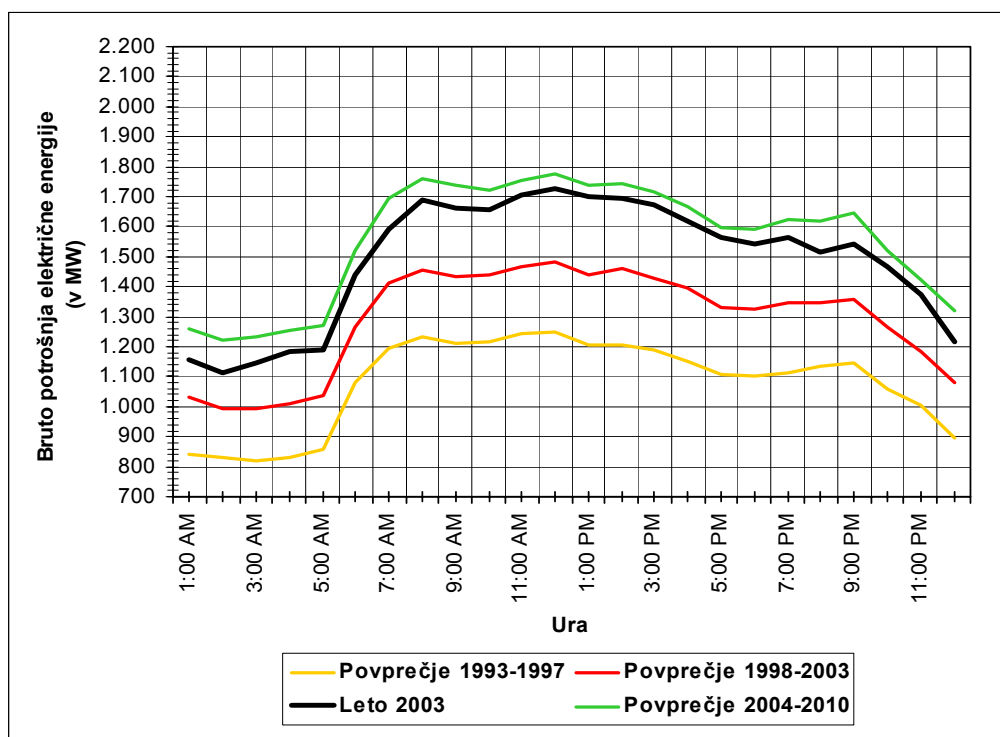
Vir: SLEGRS, 1993, str. 198–221, SLEGRS, 1994, str. 197–220, SLEGRS, 1995, str. 195–218, SLEGRS, 1996, str. 200–223, SLEGRS, 1997, str. 190–213, SLEGRS, 1998, str. 180–202, UCTE – Online Data, 2004, str. 1.

Slika 6: Primerjava junijske, dnevne porabe električne energije v Sloveniji v obdobju 1993–2003 z napovedjo za obdobje 2004–2010



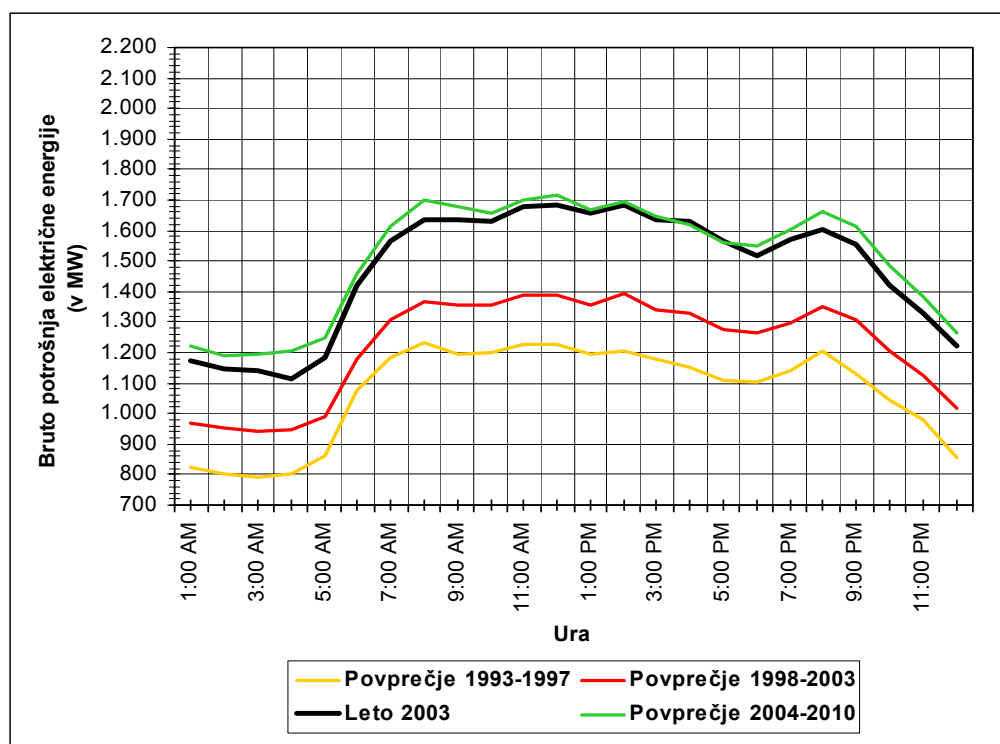
Vir: SLEGRS, 1993, str. 198–221, SLEGRS, 1994, str. 197–220, SLEGRS, 1995, str. 195–218, SLEGRS, 1996, str. 200–223, SLEGRS, 1997, str. 190–213, SLEGRS, 1998, str. 180–202, UCTE – Online Data, 2004, str. 1.

Slika 7:Primerjava julijske, dnevne porabe električne energije v Sloveniji v obdobju 1993–2003 z napovedjo za obdobje 2004–2010



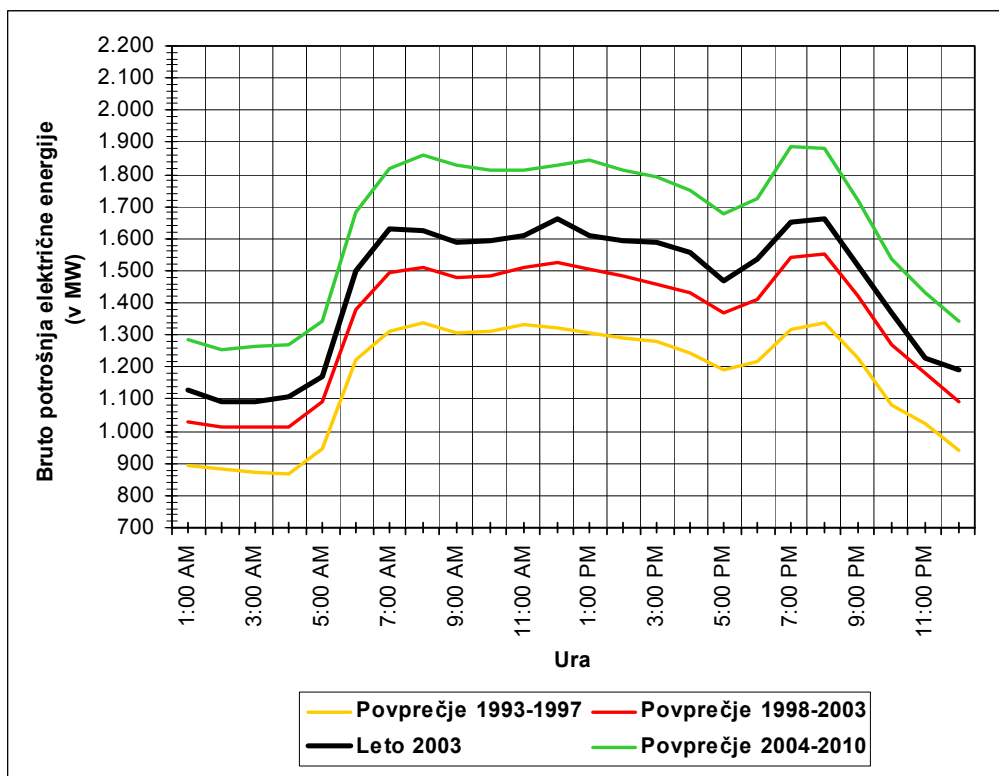
Vir: SLEGRS, 1993, str. 198–221, SLEGRS, 1994, str. 197–220, SLEGRS, 1995, str. 195–218, SLEGRS, 1996, str. 200–223, SLEGRS, 1997, str. 190–213, SLEGRS, 1998, str. 180–202, UCTE – Online Data, 2004, str. 1.

Slika 8: Primerjava avgustovske, dnevne porabe električne energije v Sloveniji v obdobju 1993–2003 z napovedjo za obdobje 2004–2010



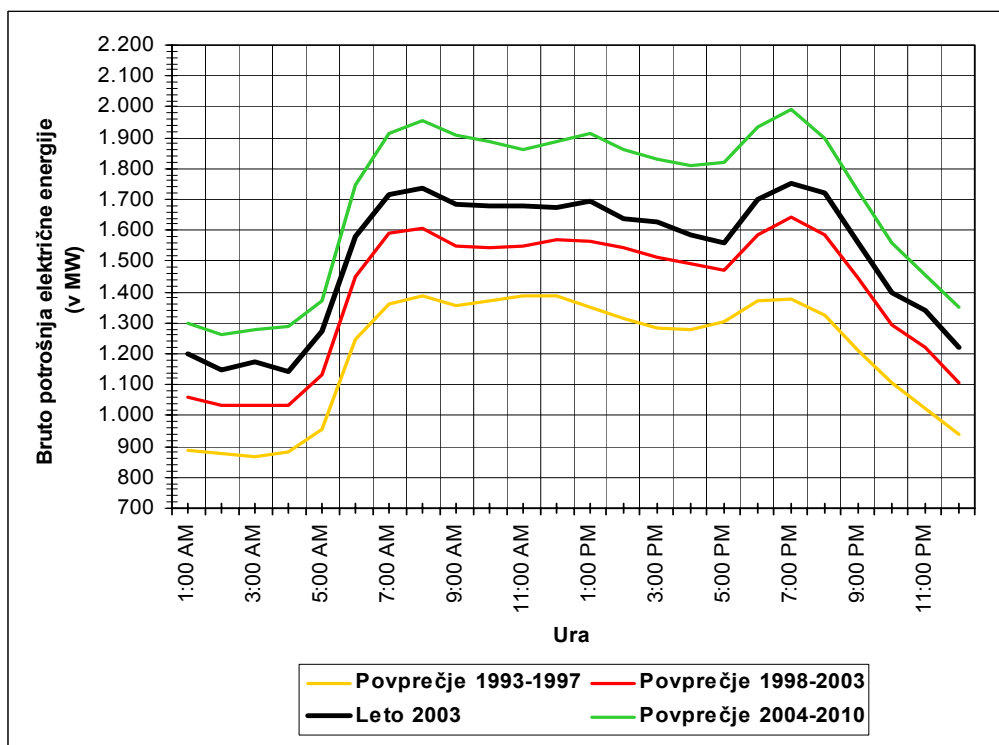
Vir: SLEGRS, 1993, str. 198–221, SLEGRS, 1994, str. 197–220, SLEGRS, 1995, str. 195–218, SLEGRS, 1996, str. 200–223, SLEGRS, 1997, str. 190–213, SLEGRS, 1998, str. 180–202, UCTE – Online Data, 2004, str. 1.

Slika 9: Primerjava septembrske, dnevne porabe električne energije v Sloveniji v obdobju 1993–2003 z napovedjo za obdobje 2004–2010



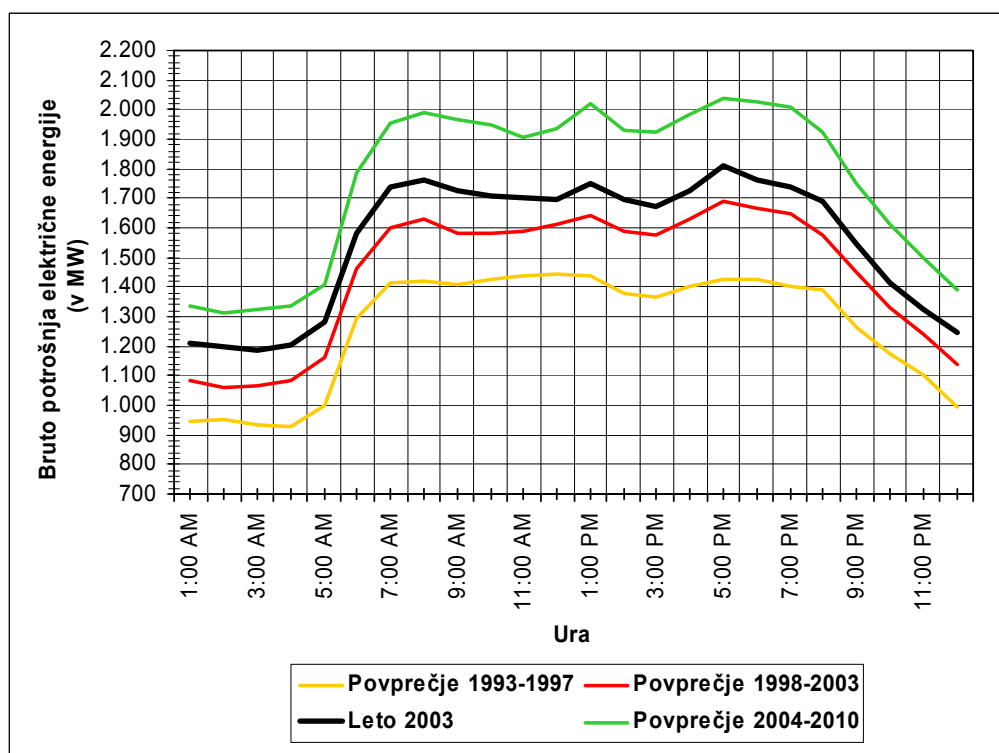
Vir: SLEGRS, 1993, str. 198–221, SLEGRS, 1994, str. 197–220, SLEGRS, 1995, str. 195–218, SLEGRS, 1996, str. 200–223, SLEGRS, 1997, str. 190–213, SLEGRS, 1998, str. 180–202, UCTE – Online Data, 2004, str. 1.

Slika 10: Primerjava oktobrske, dnevne porabe električne energije v Sloveniji v obdobju 1993–2003 z napovedjo za obdobje 2004–2010



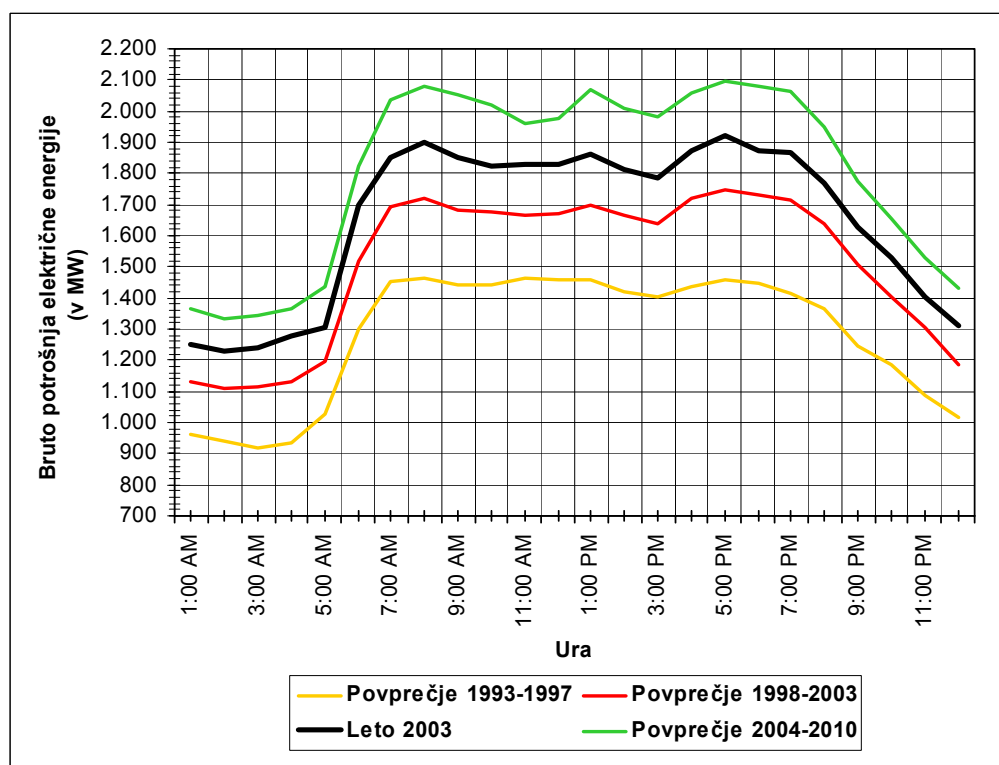
Vir: SLEGRS, 1993, str. 198–221, SLEGRS, 1994, str. 197–220, SLEGRS, 1995, str. 195–218, SLEGRS, 1996, str. 200–223, SLEGRS, 1997, str. 190–213, SLEGRS, 1998, str. 180–202, UCTE – Online Data, 2004, str. 1.

Slika 11: Primerjava novembrske, dnevne porabe električne energije v Sloveniji v obdobju 1993–2003 z napovedjo za obdobje 2004–2010



Vir: SLEGRS, 1993, str. 198–221, SLEGRS, 1994, str. 197–220, SLEGRS, 1995, str. 195–218, SLEGRS, 1996, str. 200–223, SLEGRS, 1997, str. 190–213, SLEGRS, 1998, str. 180–202, UCTE – Online Data, 2004, str. 1.

Slika 12: Primerjava decembrske, dnevne porabe električne energije v Sloveniji v obdobju 1993–2003 z napovedjo za obdobje 2004–2010



Vir: SLEGRS, 1993, str. 198–221, SLEGRS, 1994, str. 197–220, SLEGRS, 1995, str. 195–218, SLEGRS, 1996, str. 200–223, SLEGRS, 1997, str. 190–213, SLEGRS, 1998, str. 180–202, UCTE – Online Data, 2004, str. 1.

PRILOGA 4: REZULTATI NAPOVEDI DNEVNE POTROŠNJE ELEKTRIČNE ENERGIJE ZA NEDELAVNIKE

Tabela 1: Rezultati napovedi dnevne potrošnje električne energije v Sloveniji za soboto za leto 2005 (v MW) – 1.del

	1:00 AM	2:00 AM	3:00 AM	4:00 AM	5:00 AM	6:00 AM	7:00 AM	8:00 AM	9:00 AM	10:00 AM	11:00 AM	12:00 AM
jan.05	1.315	1.276	1.231	1.253	1.266	1.392	1.498	1.587	1.647	1.702	1.715	1.692
feb.05	1.143	1.113	1.105	1.093	1.132	1.315	1.443	1.489	1.551	1.570	1.560	1.559
mar.05	1.194	1.159	1.144	1.141	1.161	1.323	1.467	1.553	1.569	1.585	1.584	1.582
apr.05	1.269	1.210	1.176	1.187	1.181	1.367	1.504	1.590	1.569	1.569	1.612	1.620
maj.05	1.170	1.127	1.106	1.102	1.075	1.205	1.323	1.398	1.425	1.445	1.459	1.477
jun.05	1.166	1.140	1.118	1.090	1.092	1.178	1.312	1.359	1.370	1.418	1.397	1.407
jul.05	1.157	1.123	1.128	1.085	1.085	1.148	1.228	1.349	1.412	1.433	1.470	1.449
avg.05	1.103	1.086	1.071	1.095	1.078	1.177	1.244	1.301	1.346	1.351	1.381	1.404
sep.05	1.224	1.198	1.178	1.135	1.122	1.238	1.323	1.431	1.452	1.470	1.467	1.459
okt.05	1.241	1.185	1.189	1.181	1.207	1.351	1.455	1.515	1.519	1.586	1.552	1.534
nov.05	1.272	1.229	1.214	1.187	1.229	1.381	1.503	1.597	1.643	1.651	1.656	1.647
dec.05	1.311	1.270	1.228	1.202	1.234	1.372	1.507	1.578	1.585	1.643	1.616	1.610

Vir: UCTE – Online Data, 2004, str. 1.

Tabela 2: Rezultati napovedi dnevne potrošnje električne energije v Sloveniji za soboto za leto 2005 (v MW) – 2.del

	1:00 PM	2:00 PM	3:00 PM	4:00 PM	5:00 PM	6:00 PM	7:00 PM	8:00 PM	9:00 PM	10:00 PM	11:00 PM	12:00 PM
jan.05	1.716	1.640	1.590	1.611	1.710	1.713	1.653	1.563	1.469	1.455	1.383	1.389
feb.05	1.557	1.485	1.425	1.410	1.476	1.553	1.540	1.466	1.374	1.310	1.207	1.229
mar.05	1.555	1.487	1.424	1.418	1.403	1.585	1.576	1.543	1.408	1.357	1.249	1.250
apr.05	1.589	1.526	1.528	1.475	1.388	1.358	1.452	1.575	1.448	1.379	1.260	1.319
maj.05	1.425	1.416	1.366	1.263	1.240	1.220	1.241	1.363	1.385	1.309	1.218	1.217
jun.05	1.362	1.329	1.304	1.273	1.199	1.237	1.197	1.206	1.307	1.253	1.151	1.280
jul.05	1.372	1.350	1.312	1.278	1.232	1.247	1.241	1.258	1.285	1.272	1.174	1.240
avg.05	1.343	1.353	1.276	1.291	1.248	1.208	1.265	1.333	1.316	1.245	1.221	1.168
sep.05	1.401	1.405	1.372	1.366	1.304	1.330	1.418	1.451	1.387	1.258	1.164	1.295
okt.05	1.474	1.468	1.408	1.355	1.321	1.495	1.598	1.536	1.460	1.332	1.254	1.304
nov.05	1.601	1.548	1.479	1.558	1.677	1.669	1.616	1.512	1.427	1.379	1.296	1.321
dec.05	1.620	1.569	1.548	1.610	1.684	1.695	1.618	1.594	1.494	1.444	1.312	1.370

Vir: UCTE – Online Data, 2004, str. 1.

Tabela 3: Rezultati napovedi dnevne potrošnje električne energije v Sloveniji za soboto za leto 2010 (v MW) – 1.del

	1:00 AM	2:00 AM	3:00 AM	4:00 AM	5:00 AM	6:00 AM	7:00 AM	8:00 AM	9:00 AM	10:00 AM	11:00 AM	12:00 AM
jan.10	1.473	1.429	1.379	1.403	1.418	1.559	1.677	1.777	1.844	1.906	1.920	1.895
feb.10	1.280	1.247	1.237	1.224	1.268	1.472	1.616	1.667	1.736	1.758	1.747	1.746
mar.10	1.338	1.299	1.281	1.278	1.300	1.482	1.643	1.740	1.758	1.775	1.774	1.773
apr.10	1.422	1.356	1.318	1.330	1.323	1.532	1.685	1.782	1.758	1.758	1.806	1.816
maj.10	1.312	1.264	1.241	1.236	1.205	1.352	1.484	1.568	1.598	1.621	1.636	1.656
jun.10	1.306	1.277	1.252	1.222	1.223	1.319	1.470	1.523	1.535	1.589	1.565	1.576
jul.10	1.298	1.260	1.265	1.217	1.217	1.288	1.377	1.513	1.584	1.608	1.649	1.625
avg.10	1.239	1.220	1.203	1.230	1.211	1.322	1.397	1.461	1.512	1.517	1.551	1.577
sep.10	1.371	1.342	1.319	1.272	1.257	1.387	1.482	1.603	1.627	1.646	1.644	1.635
okt.10	1.390	1.326	1.331	1.322	1.351	1.512	1.629	1.696	1.700	1.775	1.737	1.718
nov.10	1.422	1.374	1.357	1.327	1.374	1.544	1.680	1.786	1.836	1.846	1.851	1.842
dec.10	1.464	1.418	1.371	1.343	1.378	1.533	1.683	1.762	1.770	1.835	1.805	1.799

Vir: UCTE – Online Data, 2004, str. 1.

Tabela 4: Rezultati napovedi dnevne potrošnje električne energije v Sloveniji za soboto za leto 2010 (v MW) – 2.del

	1:00 PM	2:00 PM	3:00 PM	4:00 PM	5:00 PM	6:00 PM	7:00 PM	8:00 PM	9:00 PM	10:00 PM	11:00 PM	12:00 PM
jan.10	1.922	1.836	1.781	1.803	1.915	1.918	1.851	1.750	1.645	1.629	1.548	1.555
feb.10	1.743	1.663	1.596	1.579	1.653	1.739	1.725	1.642	1.539	1.467	1.351	1.377
mar.10	1.742	1.666	1.596	1.589	1.571	1.775	1.766	1.728	1.577	1.520	1.399	1.400
apr.10	1.781	1.710	1.712	1.653	1.555	1.522	1.627	1.765	1.623	1.546	1.412	1.478
maj.10	1.598	1.589	1.532	1.417	1.391	1.368	1.392	1.529	1.553	1.468	1.366	1.365
jun.10	1.526	1.489	1.461	1.427	1.343	1.386	1.341	1.351	1.465	1.404	1.289	1.434
jul.10	1.539	1.514	1.472	1.434	1.382	1.399	1.392	1.412	1.442	1.427	1.317	1.391
avg.10	1.509	1.520	1.434	1.450	1.401	1.357	1.421	1.498	1.478	1.399	1.372	1.312
sep.10	1.570	1.574	1.537	1.530	1.460	1.489	1.588	1.625	1.554	1.409	1.303	1.451
okt.10	1.651	1.644	1.576	1.517	1.479	1.674	1.789	1.719	1.634	1.491	1.403	1.460
nov.10	1.790	1.731	1.653	1.742	1.875	1.866	1.806	1.690	1.596	1.542	1.449	1.476
dec.10	1.809	1.753	1.729	1.799	1.881	1.893	1.807	1.780	1.668	1.613	1.465	1.530

Vir: UCTE – Online Data, 2004, str. 1.

Tabela 5: Rezultati napovedi dnevne potrošnje električne energije v Sloveniji za nedeljo za leto 2005 (v MW) – 1.del

	1:00 AM	2:00 AM	3:00 AM	4:00 AM	5:00 AM	6:00 AM	7:00 AM	8:00 AM	9:00 AM	10:00 AM	11:00 AM	12:00 AM
jan.05	1.225	1.133	1.138	1.122	1.122	1.180	1.259	1.384	1.536	1.625	1.656	1.581
feb.05	1.073	1.056	1.017	1.024	1.041	1.092	1.165	1.357	1.468	1.540	1.535	1.455
mar.05	1.115	1.099	1.071	1.073	1.118	1.147	1.247	1.409	1.499	1.527	1.521	1.484
apr.05	1.092	1.082	1.044	1.039	1.058	1.033	1.175	1.346	1.428	1.472	1.515	1.459
maj.05	1.012	995	1.000	985	950	1.010	1.110	1.237	1.352	1.422	1.438	1.401
jun.05	997	983	959	945	903	984	1.061	1.162	1.267	1.339	1.339	1.326
jul.05	1.048	998	1.003	974	931	995	1.075	1.158	1.273	1.356	1.396	1.339
avg.05	1.194	1.045	1.000	985	990	1.004	1.102	1.175	1.269	1.325	1.360	1.320
sep.05	1.050	1.009	981	966	976	1.019	1.091	1.205	1.300	1.347	1.384	1.332
okt.05	1.097	1.062	1.046	1.036	1.051	1.127	1.191	1.312	1.404	1.456	1.485	1.488
nov.05	1.171	1.137	1.116	1.104	1.120	1.175	1.255	1.386	1.496	1.597	1.611	1.545
dec.05	1.139	1.107	1.105	1.118	1.112	1.192	1.251	1.366	1.515	1.597	1.613	1.588

Vir: UCTE – Online Data, 2004, str. 1.

Tabela 6: Rezultati napovedi dnevne potrošnje električne energije v Sloveniji za nedeljo za leto 2005 (v MW) – 2.del

	1:00 PM	2:00 PM	3:00 PM	4:00 PM	5:00 PM	6:00 PM	7:00 PM	8:00 PM	9:00 PM	10:00 PM	11:00 PM	12:00 PM
jan.05	1.511	1.446	1.398	1.447	1.583	1.650	1.668	1.603	1.528	1.470	1.353	1.263
feb.05	1.353	1.261	1.221	1.250	1.350	1.521	1.541	1.476	1.382	1.312	1.191	1.146
mar.05	1.369	1.270	1.180	1.188	1.279	1.482	1.574	1.504	1.414	1.297	1.232	1.174
apr.05	1.384	1.312	1.271	1.226	1.189	1.273	1.329	1.509	1.431	1.363	1.224	1.199
maj.05	1.272	1.266	1.199	1.168	1.173	1.206	1.224	1.313	1.398	1.337	1.208	1.138
jun.05	1.230	1.169	1.165	1.132	1.130	1.189	1.153	1.193	1.298	1.284	1.158	1.059
jul.05	1.263	1.232	1.195	1.162	1.173	1.175	1.229	1.272	1.302	1.283	1.167	1.102
avg.05	1.264	1.228	1.200	1.170	1.184	1.148	1.169	1.260	1.302	1.260	1.141	1.118
sep.05	1.287	1.261	1.212	1.195	1.195	1.247	1.405	1.430	1.363	1.293	1.168	1.100
okt.05	1.402	1.352	1.263	1.216	1.246	1.450	1.547	1.505	1.407	1.301	1.217	1.175
nov.05	1.476	1.432	1.382	1.443	1.610	1.640	1.621	1.529	1.420	1.399	1.284	1.196
dec.05	1.484	1.429	1.439	1.524	1.619	1.671	1.626	1.580	1.511	1.436	1.320	1.254

Vir: UCTE – Online Data, 2004, str. 1.

Tabela 7: Rezultati napovedi dnevne potrošnje električne energije v Sloveniji za nedeljo za leto 2010 (v MW) – 1.del

	1:00 AM	2:00 AM	3:00 AM	4:00 AM	5:00 AM	6:00 AM	7:00 AM	8:00 AM	9:00 AM	10:00 AM	11:00 AM	12:00 AM
jan.10	1.372	1.269	1.274	1.257	1.257	1.321	1.410	1.549	1.720	1.820	1.855	1.770
feb.10	1.201	1.183	1.139	1.147	1.166	1.223	1.305	1.520	1.644	1.725	1.719	1.629
mar.10	1.249	1.231	1.200	1.202	1.253	1.285	1.397	1.578	1.679	1.710	1.704	1.662
apr.10	1.224	1.212	1.170	1.165	1.186	1.157	1.316	1.508	1.601	1.650	1.698	1.634
maj.10	1.135	1.116	1.121	1.105	1.066	1.132	1.245	1.387	1.517	1.595	1.613	1.571
jun.10	1.117	1.101	1.075	1.059	1.011	1.103	1.189	1.302	1.420	1.501	1.501	1.486
jul.10	1.176	1.120	1.125	1.092	1.044	1.116	1.206	1.299	1.428	1.521	1.567	1.502
avg.10	1.341	1.174	1.123	1.107	1.112	1.128	1.238	1.320	1.425	1.488	1.527	1.482
sep.10	1.177	1.131	1.099	1.082	1.094	1.141	1.222	1.350	1.456	1.509	1.550	1.492
okt.10	1.228	1.189	1.171	1.160	1.177	1.262	1.333	1.469	1.572	1.630	1.663	1.666
nov.10	1.310	1.271	1.248	1.234	1.252	1.314	1.403	1.549	1.672	1.786	1.801	1.727
dec.10	1.272	1.237	1.234	1.249	1.242	1.331	1.397	1.526	1.692	1.784	1.801	1.773

Vir: UCTE – Online Data, 2004, str. 1.

Tabela 8: Rezultati napovedi dnevne potrošnje električne energije v Sloveniji za nedeljo za leto 2010 (v MW) – 2.del

	1:00 PM	2:00 PM	3:00 PM	4:00 PM	5:00 PM	6:00 PM	7:00 PM	8:00 PM	9:00 PM	10:00 PM	11:00 PM	12:00 PM
jan.10	1.692	1.619	1.566	1.621	1.773	1.848	1.868	1.795	1.711	1.646	1.515	1.414
feb.10	1.515	1.413	1.367	1.399	1.512	1.703	1.726	1.653	1.548	1.470	1.334	1.284
mar.10	1.534	1.423	1.322	1.331	1.432	1.661	1.763	1.685	1.584	1.453	1.380	1.315
apr.10	1.551	1.470	1.425	1.374	1.332	1.426	1.489	1.691	1.603	1.527	1.371	1.343
maj.10	1.426	1.419	1.345	1.310	1.315	1.353	1.373	1.472	1.568	1.499	1.354	1.276
jun.10	1.378	1.310	1.305	1.268	1.267	1.333	1.292	1.337	1.454	1.438	1.297	1.186
jul.10	1.417	1.382	1.340	1.303	1.316	1.318	1.379	1.427	1.461	1.439	1.309	1.236
avg.10	1.420	1.379	1.348	1.315	1.330	1.290	1.313	1.415	1.463	1.415	1.281	1.256
sep.10	1.442	1.413	1.358	1.339	1.339	1.397	1.574	1.602	1.526	1.449	1.309	1.232
okt.10	1.570	1.513	1.414	1.361	1.395	1.623	1.732	1.685	1.575	1.457	1.362	1.315
nov.10	1.650	1.601	1.545	1.613	1.799	1.834	1.812	1.709	1.587	1.564	1.435	1.337
dec.10	1.658	1.596	1.608	1.702	1.808	1.866	1.816	1.765	1.687	1.604	1.475	1.401

Vir: UCTE – Online Data, 2004, str. 1.

PRILOGA 5: PRIMER IZRAČUNA PROIZVODNJE ENERGETSKEGA SISTEMA HIDROELEKTRARNE MOSTE

Osnova izračuna proizvodnje električne energije iz hidroelektrarn in princip obratovanja energetskega sistema hidroelektrarne Moste sta obrazložena v poglavju 3. Proizvodnja električne energije, zato je v prilogi prikazan le računski del izračuna proizvodnje električne energije sistema hidroelektrarne Moste.

1. PROIZVODNJA ELEKTRIČNE ENERGIJE

Pri izračunu proizvodnje energetskega sistema hidroelektrarne Moste se uporabljajo naslednje enačbe:

$$P_{e,t} = P_e(1)_t + P_e(2)_t + P_e(3)_t + P_e(4)_t = \sum_{i=1}^4 P_e(i)_t = P_{e1,t} + P_{e2,t}$$

$$P_{e1,t} = P_e(1)_t + P_e(2)_t + P_e(3)_t = \sum_{i=1}^3 P_e(i)_t$$

$$P_{e2,t} = P_e(4)_t$$

$$P_e(1)_t = g * \eta(1)_t * Q(1)_t * H_n(1)_t \quad ,$$

$$P_e(2)_t = g * \eta(2)_t * Q(2)_t * H_n(2)_t$$

$$P_e(3)_t = g * \eta(3)_t * Q(3)_t * H_n(3)_t$$

$$P_e(4)_t = g * \eta(4)_t * Q(4)_t * H_n(4)_t$$

pri čemer predstavljajo simboli:

- $P_{e,t}$ proizvodnjo energetskega sistema hidroelektrarne Moste v času t ,
- $P_{e1,t}$ proizvodnjo hidroelektrarne Moste z agregati 1, 2 in 3 v času t ,
- $P_{e2,t}$ proizvodnjo hidroelektrarne Završnica z agregatom 4 v času t ,
- $P_e(1)_t$ proizvodnjo pridobljeno iz 1. agregata hidroelektrarne Moste v času t ,
- $P_e(2)_t$ proizvodnjo pridobljeno iz 2. agregata hidroelektrarne Moste v času t ,
- $P_e(3)_t$ proizvodnjo pridobljeno iz 3. agregata hidroelektrarne Moste v času t ,
- $P_e(4)_t$ proizvodnjo pridobljeno iz 4. agregata hidroelektrarne Završnica v času t ,
- t predstavlja uro obratovanja.

2. IZKORISTKI AGREGATOV

Pri izračunu izkoristkov agregatov energetskega sistema hidroelektrarne Moste se uporabljajo naslednje enačbe:

$$\eta(1)_t = a(1) + b(1) * Q(1)_t + c(1) * Q(1)_t^2 = [3,05 * 10^{-1} + 1,54 * 10^{-1} * Q(1)_t - 1,01 * 10^{-2} * Q(1)_t^2] * 0,99$$

$$\eta(2)_t = a(2) + b(2) * Q(2)_t + c(2) * Q(2)_t^2 = [3,38 * 10^{-1} + 1,34 * 10^{-1} * Q(2)_t - 8,30 * 10^{-3} * Q(2)_t^2] * 0,99$$

$$\eta(3)_t = a(3) + b(3) * Q(3)_t + c(3) * Q(3)_t^2 = [2,80 * 10^{-1} + 1,54 * 10^{-1} * Q(3)_t - 9,66 * 10^{-3} * Q(3)_t^2] * 0,99$$

$$\eta(4)_t = a(4) + b(4) * Q(4)_t + c(4) * Q(4)_t^2 = 0,80 * 0,99 \quad ,$$

pri čemer predstavljajo simboli:

- $\eta(1)_t$ izkoristek 1. agregata hidroelektrarne Moste v času t ,
- $\eta(2)_t$ izkoristek 2. agregata hidroelektrarne Moste v času t ,
- $\eta(3)_t$ izkoristek 3. agregata hidroelektrarne Moste v času t ,
- $\eta(4)_t$ izkoristek 4. agregata hidroelektrarne Završnica v času t .

Enačbe za izkoristek 4. agregata hidroelektrarne Završnica ni bilo možno pridobiti od lastnika hidroelektrarne, zato vrednost izkoristka temelji na oceni. Izračun upošteva povprečno vrednost izkoristka za turbine manjšega značaja (Požar, 1978, str. 249).

3. PRETOK ELEKTRARNE

Izračun proizvodnje električne energije upošteva naslednje pretoke:

$$Q_{e,t} = Q(1)_t + Q(2)_t + Q(3)_t + Q(4)_t + Q_{p1,t} + Q_{p2,t} = Q_{1,t} + Q_{2,t} + Q_{p1,t} + Q_{p2,t}$$

$$Q_{e1,t} = Q(1)_t + Q(2)_t + Q(3)_t + Q_{p1,t} = \sum_{i=1}^3 Q(i)_t + Q_{p1,t} = Q_{1,t} + Q_{p1,t}$$

$$Q_{e2,t} = Q(4)_t + Q_{p2,t} = Q_{2,t} + Q_{p2,t}$$

$$Q_{1,t} = Q(1)_t + Q(2)_t + Q(3)_t = \sum_{i=1}^3 Q(i)_t$$

$$Q_{2,t} = Q(4)_t$$

pri čemer predstavljajo simboli:

- $Q_{e,t}$ pretok elektroenergetskega sistema hidroelektrarne Moste v času t ,
- $Q_{e1,t}$ pretok hidroelektrarne Moste v času t ,
- $Q_{e2,t}$ pretok hidroelektrarne Završnica v času t ,
- $Q_{1,t}$ pretok skozi turbine 1, 2 in 3 hidroelektrarne Moste v času t ,
- $Q_{2,t}$ pretok skozi turbino 4 hidroelektrarne Završnica v času t ,
- $Q(1)_t$ pretok skozi turbino 1 hidroelektrarne Moste v času t ,
- $Q(2)_t$ pretok skozi turbino 2 hidroelektrarne Moste v času t ,
- $Q(3)_t$ pretok skozi turbino 3 hidroelektrarne Moste v času t ,
- $Q(4)_t$ pretok skozi turbino 4 hidroelektrarne Završnica v času t ,
- $Q_{p1,t}$ prelihanje hidroelektrarne Moste v času t ,
- $Q_{p2,t}$ prelihanje hidroelektrarne Završnica v času t .

Pretoke skozi turbine in prelihanje hidroelektrarn določajo operaterji elektrarn za doseganje optimalnega obratovanja sistema hidroelektrarne Moste in celotnega elektroenergetskega sistema. V simulacijskem modelu trga z električno energijo bo vrednosti pretokov določil model, in sicer tako, da bo dosežen optimum celotnega elektroenergetskega sistema Slovenije.

Pri velikosti zgoraj prikazanih pritokov je potrebno upoštevati naslednje omejitve:

- nenegativnost pretokov

$$Q(1)_t, Q(2)_t, Q(3)_t, Q(4)_t, Q_{p1,t}, Q_{p2,t} \geq 0$$

-
- biološki minimum

$$Q_{e,t} \geq Q_{bio.min.}$$

$$Q_{bio.min.} \geq 0$$

- omejitve pretokov zaradi tehničnih omejitev turbin

- v primeru neobratovanja agregata

$$Q(1)_t, Q(2)_t, Q(3)_t, Q(4)_t = 0$$

- v primeru obratovanja agregata

$$\min.Q(i) \leq Q(i)_t \leq \max.Q(i)$$

$$2 \frac{m^3}{s} \leq Q(1)_t \leq 10,60 \frac{m^3}{s}$$

$$2 \frac{m^3}{s} \leq Q(2)_t \leq 10,70 \frac{m^3}{s}$$

$$2 \frac{m^3}{s} \leq Q(3)_t \leq 11,10 \frac{m^3}{s}$$

$$2 \frac{m^3}{s} \leq Q(4)_t \leq 5,86 \frac{m^3}{s},$$

kjer predstavljata simbola:

- min.Q(i) minimalen dovoljen pretok skozi turbino agregata i
- max.Q(i) maksimalno dovoljen pretok skozi turbino ali instalirani pretok agregata i

- omejitve pretokov zaradi dovodnega rova

$$\sum_{i=1}^n Q(i)_t \leq \max \sum_{i=1}^n Q(i)$$

$$Q(1)_t + Q(2)_t \leq 11,10 \frac{m^3}{s}$$

$$Q(1)_t + Q(3)_t \leq 21,25 \frac{m^3}{s}$$

$$Q(2)_t + Q(3)_t \leq 21,35 \frac{m^3}{s}$$

$$Q(1)_t + Q(2)_t + Q(3)_t \leq 30,60 \frac{m^3}{s}$$

$$Q(1)_t + Q(2)_t + Q(3)_t + Q(4)_t \leq 34,11 \frac{m^3}{s},$$

kjer predstavlja simbol $\max \sum_{i=1}^n Q(i)$ maksimalen pretok skozi turbine n agregatov.

4. NETO PADEC ELEKTRARNE, KOTA ZGORNJE IN KOTA SPODNJE VODE

Za izračun neto padca energetskega sistema hidroelektrarne Moste se uporabljajo naslednje enačbe:

$$H_{n1,t} = \frac{h_{zg1,t} + h_{zg1,t-1}}{2} - \frac{h_{sp,t} + h_{sp,t-1}}{2} - \Delta H_{1,t}$$

$$H_{n2,t} = \frac{h_{zg2,t} + h_{zg2,t-1}}{2} - \frac{h_{sp,t} + h_{sp,t-1}}{2} - \Delta H_{2,t}$$

$$h_{zg1,t} = d_1 + e_1 * KV_{1,t}$$

$$h_{zg2,t} = d_2 + e_2 * KV_{2,t}$$

$$h_{zg1,t} = 5,19 * 10^2 + 2,04 * 10^{-3} * KV_{1,t}$$

$$h_{zg2,t} = 6,28 * 10^2 + 2,59 * 10^{-2} * KV_{2,t}$$

$$KV_{1,t} = [Q_{n1,t} - Q_{1,t} - Q_{p1,t}] * 3,6 + KV_{1,t-1}$$

$$KV_{2,t} = [Q_{n2,t} - Q_{2,t} - Q_{p2,t}] * 3,6 + KV_{2,t-1}$$

$$h_{sp,t} = f + g * Q_{e,t} + h * Q_{e,t}^2 + j * Q_{e,t}^3$$

$$h_{sp,t} = 4,54 - 10^2 + 1,50 * 10^{-1} * Q_{e,t} - 4,11 * 10^{-3} * Q_{e,t}^2 + 6,67 * 10^{-5} * Q_{e,t}^3$$

$$\Delta H_{1,t} = \sum_{i=1}^3 l_i * Q(i)_t^2 + m * \left[\sum_{i=1}^4 Q(i)_t \right]^2$$

$$\Delta H_{2,t} = m * \sum_{i=1}^4 Q(i)_t^2$$

$$\Delta H_{1,t} = 0,00831 * Q(1)_t^2 + 0,01414 * Q(2)_t^2 + 0,0123 * Q(3)_t^2 + 0,00832 * \left[\sum_{i=1}^4 Q(i)_t \right]^2$$

$$\Delta H_{2,t} = 0,0832 * \left[\sum_{i=1}^4 Q(i)_t \right]^2$$

pri čemer predstavljajo simboli:

- $H_{n1,t}$ neto padec hidroelektrarne Moste v času t ,
- $H_{n2,t}$ neto padec hidroelektrarne Završnica v času t ,
- $h_{zg1,t}$ kota zgornje vode hidroelektrarne Moste v času t ,
- $h_{zg2,t}$ kota zgornje vode hidroelektrarne Završnica v času t ,
- $KV_{1,t}$ koristni volumen hidroelektrarne Moste v času t ,
- $KV_{2,t}$ koristni volumen hidroelektrarne Završnica v času t ,
- $h_{sp,t}$ kota spodnje vode energetskega sistema hidroelektrarne Moste v času t ,
- $\Delta H_{1,t}$ hidravlične izgube hidroelektrarne Moste v času t ,
- $\Delta H_{2,t}$ hidravlične izgube hidroelektrarne Završnica v času t ,
- $Q_{n1,t}$ naravni dotok hidroelektrarne Moste v času t ,
- $Q_{n2,t}$ naravni dotok hidroelektrarne Završnica v času t .

Pri izračunu proizvodnje električne energije iz energetskega sistema hidroelektrarne Moste je potrebno upoštevati omejitve vezane na koto spodnje in zgornje vode ter velikost koristnega volumna, in sicer:

– omejitve višine kote zgornje vode

$$\min.h_{zg1} \leq h_{zg1,t} \leq \max.h_{zg1}$$

$$\min.h_{zg2} \leq h_{zg2,t} \leq \max.h_{zg2}$$

$$518,50 \text{ m n.m.} \leq h_{zg1,t} \leq 524,75 \text{ m n.m.}$$

$$628,00 \text{ m n.m.} \leq h_{zg2,t} \leq 631,50 \text{ m n.m.}$$

kjer predstavljajo:

- $\min.h_{zg1}$ minimalno koto zgornje vode oz. višino kote zgornje vode, pri čemer je koristni volumen hidroelektrarne Moste prazen,
- $\min.h_{zg2}$ minimalno koto zgornje vode oz. višino kote zgornje vode, pri čemer je koristni volumen hidroelektrarne Završnica prazen,
- $\max.h_{zg1}$ maksimalno koto zgornje vode oz. višino kote zgornje vode, pri čemer je koristni volumen hidroelektrarne Moste poln,
- $\max.h_{zg2}$ maksimalno koto zgornje vode oz. višino kote zgornje vode, pri čemer je koristni volumen hidroelektrarne Završnica poln.

– omejitve spremembe višine kote zgornje vode

$$\Delta h_{zg1,t} \leq \max.\Delta h_{zg1}$$

$$\Delta h_{zg2,t} \leq \max.\Delta h_{zg2}$$

$$\Delta h_{zg1,t} \leq \pm 0,25 \text{ m}$$

$$\Delta h_{zg2,t} \leq \pm 0,80 \text{ m}$$

kjer predstavljajo:

- $\max.\Delta h_{zg1}$ maksimalno spremembo koto zgornje vode hidroelektrarne Moste,
- $\max.\Delta h_{zg2}$ maksimalno spremembo koto zgornje vode hidroelektrarne Završnica.

– omejitve velikosti koristnega volumna

$$\min.KV_1 \leq KV_{1,t} \leq \max.KV_1$$

$$\min.KV_2 \leq KV_{2,t} \leq \max.KV_2$$

$$0 \text{ m}^3 \leq KV_{1,t} \leq 3.125.000 \text{ m}^3$$

$$0 \text{ m}^3 \leq KV_{2,t} \leq 135.000 \text{ m}^3$$

kjer predstavljajo:

- $\min.KV_{1,t}$ minimalni koristni volumen hidroelektrarne Moste v času t,
- $\min.KV_{2,t}$ minimalni koristni volumen hidroelektrarne Završnica v času t,
- $\max.KV_{1,t}$ maksimalni koristni volumen hidroelektrarne Moste v času t,
- $\max.KV_{2,t}$ maksimalni koristni volumen hidroelektrarne Završnica v času t.

– omejitve višine kote spodnje vode

$$\min.h_{sp} \leq h_{sp,t} \leq \max.h_{sp}$$

$$454,30 \text{ m n.m.} \leq h_{sp,t} \leq 457,60 \text{ m n.m.}$$

kjer predstavljajo:

- $\min.h_{sp}$ minimalno koto spodnje vode energetskega sistema hidroelektrarne Moste,
- $\max.h_{sp}$ maksimalno koto spodnje vode energetskega sistema hidroelektrarne Moste.

5. NARAVNI DOTOK HIDROELEKTRARNE MOSTE IN ZAVRŠNICA

Naravni dotok predstavlja naravni tok reke, na kateri je postavljena hidroelektrarna. Naravni dotok variira tekom meseca in leta, njegova velikost pa je odvisna od količine padavin. Glede na to, da je količino padavin praktično nemogoče oceniti oz. napovedati, je velikost naravnega dotoka hidroelektrarne ocenjena na mesečni osnovi in sicer na podlagi preteklih povprečnih mesečnih naravnih dotokov hidroelektrarne za obdobje od leta 1961 do leta 2002. Izračun proizvodnje električne energije iz hidroelektrarne upošteva najbolj verjeten naravni dotok hidroelektrarne, in sicer so za energetski sistem hidroelektrarne Moste upoštevani v spodnji tabeli prikazani mesečni naravni dotoki.

Tabela 1: Ocenjen naravni dotok hidroelektrarne Moste in hidroelektrarne Završnica

Mesec	Naravni dotok (v m ³ /s)	
	HE Moste	HE Završnica
Januar	9,23	1,94
Februar	7,42	1,56
Marec	7,41	1,56
April	12,72	2,68
Maj	15,87	3,34
Junij	17,60	3,71
Julij	13,62	2,87
Avgust	11,25	2,37
September	12,97	2,73
Oktober	11,72	2,47
November	16,03	3,37
December	11,29	2,38
Leto	12,26	2,58

Vir: Interna gradiva podjetja Elektro Slovenija d.o.o.

6. OCENA FIKSNI STROŠKOV PODJETJA SAVSKE ELEKTRARNE LJUBLJANA

Lastniki hidroelektrarn Moste in Završnica so Savske elektrarne Ljubljana, zato je potrebno za določitev fiksnih stroškov hidroelektrarn Moste in Završnice predhodno oceniti in napovedati vrednost fiksnih stroškov omenjena podjetja. Ocena fiksnih stroškov je prikazana v spodnji tabeli.

Pri izračunu fiksnih stroškov podjetja Savske elektrarne Ljubljana so se uporabile predpostavke opisane v poglavju 3. Proizvodnja električne energije. Poleg omenjenih predpostavk pa so se uporabile še naslednje predpostavke:

- bilance stanja in izkazi uspeha so bili očiščeni za vrednosti iz naslova skupnega podviga v izgradnjo verige hidroelektrarn na spodnji Savi,
- 3,47% povprečna amortizacijska stopnja za dolgoročne stroške razvijanja,
- 1,84% povprečna amortizacijska stopnja za zgradbe,
- 3,28% povprečna amortizacijska stopnja za opremo in nadomestne dele,
- 3,33% povprečna amortizacijska stopnja za druga opredmetena osnovna sredstva,
- stroški blaga, materiala in storitev predstavljajo povprečno vrednost stroškov blaga, materiala in storitev v obdobju 2000–2002,

- drugi odhodki od poslovanja so enaki vrednosti odhodkov od poslovanja v letu 2002 zmanjšani za stroške koncesijskih dajatev ter
- izredni odhodki so enaki povprečni vrednosti izrednih odhodkov iz leta 2000 in 2002, v izračunu niso upoštevani izredni odhodki iz leta 2001 zaradi nenormalno visoke vrednosti.

Tabela 2: Ocena fiksni stroškov Savski elektrarn Ljubljana za obdobje 2004–2010 (v stalnih cenah na dan 31.12.2003, v 000 EUR)

Leto	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Dolgoročni odloženi stroški razvijanja							
- preostala vrednost	9.073	8.417	7.763	7.111	6.461	5.813	5.166
- nabavna vrednost	25.272	25.199	25.126	25.053	24.981	24.909	24.837
- strošek amortizacije	878	875	873	870	868	865	863
Zgradbe							
- preostala vrednost	52.341	50.682	49.026	47.372	45.721	44.073	42.427
- nabavna vrednost	120.324	120.140	119.955	119.771	119.587	119.404	119.220
- strošek amortizacije	2.216	2.213	2.209	2.206	2.203	2.199	2.196
Oprema in nadomestni deli							
- preostala vrednost	30.004	26.738	23.482	20.234	16.995	13.765	10.543
- nabavna vrednost	133.178	132.814	132.451	132.089	131.728	131.367	131.008
- strošek amortizacije	4.370	4.358	4.346	4.334	4.323	4.311	4.299
Druga opredmetena osnovna sredstva							
- preostala vrednost	26	25	25	24	23	23	22
- nabavna vrednost	28	28	28	28	27	27	27
- strošek amortizacije	1	1	1	1	1	1	1
Zgradbe (obnova HE Medvod)							
- preostala vrednost	275	342	336	329	323	317	310
- nabavna vrednost	275	349	349	349	349	349	349
- strošek amortizacije	0	6	6	6	6	6	6
Oprema (obnova HE Medvod)							
- preostala vrednost	10.929	11.031	10.657	10.283	9.909	9.534	9.160
- nabavna vrednost	10.929	11.406	11.406	11.406	11.406	11.406	11.406
- strošek amortizacije	0	374	374	374	374	374	374
Finančni odhodki za obresti (obnova HE Medvod)							
- anuiteta	831	1.312	1.376	1.366	1.236	546	64
- glavnica	642	1.045	1.152	1.205	1.142	514	61
- strošek obresti	189	266	224	161	94	32	3
Stroški blaga, materiala in storitev	2.148	2.148	2.148	2.148	2.148	2.148	2.148
Stroški dela	3.705	3.649	3.594	3.538	3.482	3.427	3.371
Drugo odhodki od poslovanja	44	44	44	44	44	44	44
Izredni odhodki	173	173	173	173	173	173	173
Fiksni stroški podjetja	13.723	14.108	13.993	13.856	13.716	13.580	13.479
Srednja letna proizvodnja (v GWh/leto)	360,47	360,47	360,47	360,47	360,47	360,47	360,47
Fiksni strošek (v EUR/MWh)	38,07	39,14	38,82	38,44	38,05	37,67	37,39
Fiksni strošek (v SIT/kWh)	9,01	9,27	9,19	9,10	9,01	8,92	8,85

Vir: Bilanca stanja SEL, 2000, str. 1–2, Bilanca stanja SEL, 2001, str. 1–2, Bilanca stanja SEL, 2002, str. 1–2, Izkaz poslovnega izida SEL, 2000, str. 1–2, Izkaz poslovnega izida SEL, 2001, str. 1–2, Izkaz poslovnega izida SEL, 2002, str. 1–2, Leban et al., 2001, str. 32–44.

7. REZULTATI IZRAČUNA PROIZVODNJE ENERGETSKEGA SISTEMA HIDROELEKTRARNE MOSTE

Tabela 3: Izračun proizvodnje in drugih spremenljivk energetskega sistema hidroelektrarne Moste za tretjo sredo v mesecu aprilu leta 2005 – 1.del

Sprem.	Enota	1:00 AM	2:00 AM	3:00 AM	4:00 AM	5:00 AM	6:00 AM	7:00 AM	8:00 AM	9:00 AM	10:00 AM	11:00 AM	12:00 AM
$P_{e,t}$	[MW]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	11,11	16,40	16,45	16,29	16,27	16,40	16,18
$P_{e(1),t}$	[MW]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	4,81	4,54	4,51	4,45	4,44	4,42	1,12
$P_{e(2),t}$	[MW]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	4,85	1,17	4,54	1,16	1,16	4,61	4,46
$P_{e(3),t}$	[MW]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,45	4,63	1,35	4,64	4,64	1,35	4,57
$P_{e(4),t}$	[MW]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	6,06	6,05	6,04	6,03	6,03	6,02
$\eta(1)_t$	[%]	30,22	30,22	30,22	30,22	30,22	79,83	79,83	79,83	82,26	82,26	82,22	68,13
$\eta(2)_t$	[%]	33,44	33,44	33,44	33,44	33,44	83,05	67,70	83,05	67,70	67,70	81,31	83,09
$\eta(3)_t$	[%]	27,72	27,72	27,72	27,72	27,72	70,21	81,09	70,21	78,58	78,58	70,21	78,58
$\eta(4)_t$	[%]	86,13	86,13	86,13	86,13	86,13	86,13	86,13	86,13	86,13	86,13	86,13	86,13
$Q_{e,t}$	[m ³ /s]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	24,48	29,17	29,17	29,17	29,17	29,17	29,17
$Q(1)_t$	[m ³ /s]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	10,60	10,60	10,60	10,15	10,15	10,16	3,13
$Q(2)_t$	[m ³ /s]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	10,26	3,23	10,26	3,23	3,23	10,70	10,25
$Q(3)_t$	[m ³ /s]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	3,62	10,65	3,62	11,10	11,10	3,62	11,10
$Q(4)_t$	[m ³ /s]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	4,69	4,69	4,69	4,69	4,69	4,69
$Q_{p1,t}$	[m ³ /s]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
$Q_{p2,t}$	[m ³ /s]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
$H_{n1,t}$	[m]	65,19	66,38	66,47	66,56	66,66	57,99	54,65	54,29	54,26	54,18	53,97	53,44
$H_{n2,t}$	[m]	172,94	174,28	174,53	174,78	175,03	169,20	165,87	165,51	165,32	165,13	164,94	164,76
$h_{zg1,t}$	[m n.m.]	520,64	520,73	520,82	520,92	521,01	521,10	521,02	520,93	520,84	520,76	520,67	520,59
$h_{zg2,t}$	[m n.m.]	628,31	628,56	628,81	629,06	629,31	629,56	629,81	629,62	629,43	629,24	629,06	628,87
$KV_{1,t}$	[000 m ³]	986,75	1.032,53	1.078,31	1.124,08	1.169,86	1.215,64	1.173,29	1.130,94	1.088,59	1.046,24	1.003,89	961,54
$KV_{2,t}$	[000 m ³]	11,90	21,53	31,17	40,81	50,45	60,08	69,72	62,48	55,24	48,00	40,76	33,52
$h_{sp,t}$	[m n.m.]	456,59	454,40	454,40	454,40	454,40	454,40	456,59	456,94	456,94	456,94	456,94	456,94
$\Delta H_{1,t}$	[m]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	7,57	9,56	9,66	9,60	9,60	9,72	10,16
$\Delta H_{2,t}$	[m]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	4,99	7,08	7,08	7,08	7,08	7,08	7,08

Vir: Rezultat simulacije trga z električno energijo za leto 2005.

Opomba : Simboli v tabeli so obrazloženi v predhodnem delu besedila.

Tabela 4: Izračun proizvodnje in drugih spremenljivk energetskega sistema hidroelektrarne Moste za tretjo sredo v mesecu aprilu leta 2005 – 2.del

Sprem.	Enota	1:00 PM	2:00 PM	3:00 PM	4:00 PM	5:00 PM	6:00 PM	7:00 PM	8:00 PM	9:00 PM	10:00 PM	11:00 PM	12:00 PM
$P_{e,t}$	[MW]	16,22	16,13	16,18	14,73	10,57	10,57	15,98	16,10	16,05	10,47	10,49	6,43
$P_{e(1)t}$	[MW]	4,48	1,11	4,47	4,44	1,16	1,16	1,11	4,43	4,36	1,15	1,15	5,03
$P_{e(2)t}$	[MW]	1,16	4,45	1,15	4,63	4,72	4,72	4,43	1,14	1,14	4,68	4,69	1,40
$P_{e(3)t}$	[MW]	4,57	4,56	4,56	1,35	4,69	4,69	4,54	4,52	4,55	4,65	4,65	0,00
$P_{e(4)t}$	[MW]	6,01	6,01	6,00	4,31	0,00	0,00	5,90	6,00	6,00	0,00	0,00	0,00
$\eta(1)_t$	[%]	79,83	68,13	79,83	82,22	68,13	68,13	68,13	79,83	82,26	68,13	68,13	79,83
$\eta(2)_t$	[%]	67,70	83,09	67,70	81,31	81,31	81,31	83,09	67,70	67,70	81,31	81,31	69,10
$\eta(3)_t$	[%]	81,09	78,58	81,09	70,21	81,10	81,10	78,58	81,09	78,58	81,10	81,10	27,72
$\eta(4)_t$	[%]	86,13	86,13	86,13	86,13	86,13	86,13	86,13	86,13	86,13	86,13	86,13	86,13
$Q_{e,t}$	[m ³ /s]	29,17	29,17	29,17	27,84	24,48	24,48	29,08	29,17	29,17	24,48	24,48	14,01
$Q(1)_t$	[m ³ /s]	10,60	3,13	10,60	10,16	3,13	3,13	3,13	10,60	10,15	3,13	3,13	10,60
$Q(2)_t$	[m ³ /s]	3,23	10,25	3,23	10,70	10,70	10,70	10,25	3,23	3,23	10,70	10,70	3,41
$Q(3)_t$	[m ³ /s]	10,65	11,10	10,65	3,62	10,65	10,65	11,10	10,65	11,10	10,65	10,65	0,00
$Q(4)_t$	[m ³ /s]	4,69	4,69	4,69	3,36	0,00	0,00	4,60	4,69	4,69	0,00	0,00	0,00
$Q_{p1,t}$	[m ³ /s]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
$Q_{p2,t}$	[m ³ /s]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
$H_{n1,t}$	[m]	53,96	53,27	53,79	54,22	55,31	55,35	53,06	53,36	53,23	54,83	54,92	60,58
$H_{n2,t}$	[m]	164,57	164,38	164,19	164,75	166,48	166,85	164,67	164,27	164,07	166,37	166,80	170,75
$h_{zg1,t}$	[m n.m.]	520,50	520,41	520,33	520,24	520,15	520,07	519,98	519,89	519,81	519,72	519,64	519,55
$h_{zg2,t}$	[m n.m.]	628,68	628,49	628,31	628,12	628,05	628,30	628,55	628,38	628,19	628,00	628,25	628,50
$KV_{1,t}$	[000 m ³]	919,19	876,84	834,49	792,14	749,80	707,45	665,10	622,75	580,40	538,05	495,70	453,35
$KV_{2,t}$	[000 m ³]	26,29	19,05	11,81	4,57	2,12	11,76	21,40	14,48	7,24	0,00	9,64	19,28
$h_{sp,t}$	[m n.m.]	456,94	456,94	456,94	456,94	456,84	456,59	456,59	456,93	456,94	456,94	456,59	456,59
$\Delta H_{1,t}$	[m]	9,56	10,16	9,56	9,09	8,08	8,08	10,12	9,56	9,60	8,08	8,08	2,73
$\Delta H_{2,t}$	[m]	7,08	7,08	7,08	6,45	4,99	4,99	7,03	7,08	7,08	4,99	4,99	1,63

Vir: Rezultat simulacije trga z električno energijo za leto 2005.

Opomba : Simboli v tabeli so obrazloženi v predhodnem delu besedila.

PRILOGA 6: PRIMER IZRAČUNA PROIZVODNJE BLOKA 5 TERMOELEKTRARNE ŠOŠTANJ

Osnova izračuna proizvodnje električne energije iz termoelektrarn ter predstavitev variabilnih in fiksnih stroškov termoelektrarn sta prikazani v poglavju 3. Proizvodnja električne energije, zato je v prilogi prikazan le primer izračuna proizvodnje električne energije iz termoelektrarne, in sicer za 5. blok Termoelektrarne Šoštanj.

1. PROIZVODNJA ELEKTRIČNE ENERGIJE

Pri izračunu proizvodnje električne energije bloka 5 Termoelektrarne Šoštanj se uporablja naslednja enačba:⁸³

$$\begin{aligned}\max.P_e(5)_t &= a_e(5) + b_e(5) * T_{e,t} \\ \max.P_e(5)_t &= 300.527,65 - 600,35 * T_{e,t}\end{aligned}$$

pri čemer predstavljajo simboli:

- $\max.P_e(5)_t$ maksimalno instalirano moč na pragu bloka 5 Termoelektrarne Šoštanj v času t ,
- $a_e(5)$ in $b_e(5)$ konstanti bloka 5 Termoelektrarne Šoštanj, ki prikazujeta korelacijo med maksimalno instalirano močjo na pragu bloka 5 ter višino temperature zraka v času t ,
- $T_{e,t}$ temperaturo zraka v okolici Termoelektrarne Šoštanj v času t ,
- t čas, za katerega se izračunava proizvodnja električne energije bloka 5 Termoelektrarne Šoštanj.

Moč, s katero bo blok 5 Termoelektrarne Šoštanj dejansko obratoval, določajo operaterji Termoelektrarne Šoštanj in operaterji energetskega sistema za doseganje optimalnega obratovanja bloka 5 Termoelektrarne Šoštanj ter celotnega elektroenergetskega sistema. Vrednost dejanske moči bloka 5 Termoelektrarne Šoštanj bo v simulacijskem modelu trga z električno energijo določal model sam s ciljem zagotoviti optimalno obratovanje vseh elektrarn v elektroenergetskem sistemu. Pri določitvi vrednosti dejanske moči na pragu bloka 5 Termoelektrarne Šoštanj je potrebno upoštevati naslednje omejitve:

- tehnični minimum in tehnični maksimum bloka 5 Termoelektrarne Šoštanj (Duhovnik et al., 2003a, str. 21–24, Tehnološka shema bloka 5 Termoelektrarne Šoštanj, 2004)

$$\begin{aligned}\min.P_e(5) &\leq P_e(5)_t \leq \max.P_e(5)_t \\ 140 \text{ MW} &\leq P_e(5)_t \leq 300,50 \text{ MW}\end{aligned}$$

kjer predstavljajo simboli:

- $\min.P_e(5)$ tehnični minimum oz. minimalno moč na pragu bloka 5 Termoelektrarne Šoštanj,
- $\max.P_e(5)$ tehnični maksimum oz. maksimalno moč na pragu bloka 5 Termoelektrarne Šoštanj.⁸⁴

⁸³ Enačba za proizvodnjo električne energije bloka 5 Termoelektrarne Šoštanj je izračunana s pomočjo programa Thermoflex 12.0 z upoštevanjem tehnološke sheme bloka 5 Termoelektrarne Šoštanj (Tehnološka shema bloka 5 Termoelektrarne Šoštanj, 2004).

⁸⁴ Pri izračunu maksimalne moči na pragu bloka 5 Termoelektrarne Šoštanj je predpostavljeno, da znaša zunanja temperaturo zraka v okolici Termoelektrarne Šoštanj 0°C.

-
- sprememba moči na pragu bloka 5 Termoelektrarne Šoštanj (Duhovnik et al., 2003a, str. 21–24)

$$\Delta P_e(5)_t \leq \max. \Delta P_e(5)$$

$$\Delta P_e(5)_t \leq \pm 5 \text{ MW/min.},$$

kjer predstavljajo simboli:

- $\Delta P_e(5)_t$ spremembo moči na pragu bloka 5 Termoelektrarne Šoštanj v času t ,
- $\max. \Delta P_e(5)_t$ maksimalno spremembo moči na pragu bloka 5 Termoelektrarne Šoštanj.

- trajanje hladnega in vročega zagona ter trajanje zaustavitve bloka 5 Termoelektrarne Šoštanj

Hladni zagon :

$$t(5)_t > a_e(5), \min. P_e(5) \leq P_e(5)_t \leq \max. P_e(5)$$

$$t(5)_t > 6, 140 \text{ MW} \leq P_e(5)_t \leq 300,50 \text{ MW}$$

$$t(i)_t = a_e(i), P_e(i)_t = \min. P_e(i)$$

$$t(5)_t = 6, P_e(i)_t = 140 \text{ MW}$$

$$t(5)_t < a_e(5), P_e(5)_t = 0$$

$$t(5)_t < 6, P_e(5)_t = 0$$

Vroč i zagon :

$$t(5)_t > a_e(5), \min. P_e(5) \leq P_e(5)_t \leq \max. P_e(5)$$

$$t(5)_t > 2, 140 \text{ MW} \leq P_e(5)_t \leq 300,50 \text{ MW}$$

$$t(i)_t = a_e(i), P_e(i)_t = \min. P_e(i)$$

$$t(5)_t = 2, P_e(i)_t = 140 \text{ MW}$$

$$t(5)_t < a_e(5), P_e(5)_t = 0$$

$$t(5)_t < 2, P_e(5)_t = 0$$

Zaustavitev proizvodnje :

$$t(5)_t < b_e(5), \min. P_e(5) \leq P_e(5)_t \leq \max. P_e(5)$$

$$t(5)_t < 1, 140 \text{ MW} \leq P_e(5)_t \leq 300,50 \text{ MW} \quad ,$$

$$t(5)_t = b_e(5), P_e(5)_t = \min. P_e(5)$$

$$t(5)_t = 1, P_e(i)_t = 140 \text{ MW}$$

$$t(5)_t > b_e(5), P_e(5)_t = 0$$

$$t(5)_t > 1, P_e(5)_t = 0$$

kjer predstavljajo simboli:

- $t(5)_t$ časovno dolžino zagona ali zaustavitve bloka 5 Termoelektrarne Šoštanj,
- $a_e(5)$ čas, ki je potreben za doseg tehničnega minimuma od zagona bloka 5 Termoelektrarne Šoštanj, v urah,
- $b_e(5)$ čas, ki je potreben za doseg tehničnega minimuma od maksimalne moči na pragu bloka 5 Termoelektrarne Šoštanj, v urah,
- $\min. P_e(5)$ tehnični minimum oz. minimalno moč na pragu bloka 5 Termoelektrarne Šoštanj,

- max. $P_e(5)$ tehnični maksimum oz. maksimalno moč na pragu bloka 5 Termoelektrarne Šoštanj.⁸⁵

Teoretične krivulje trajanja hladnega in vročega zagona in zaustavitve elektrarne so opisane v obratovalnih navodilih termoelektrarne. Praksa zagonov in zaustavitev termoelektrarn je pokazala, da teoretičnih krivulj trajanja zagona in zaustavitve termoelektrarn praktično ni mogoče doseči oz. jo je možno doseči ob visokem riziku izpada agregata iz elektroenergetskega sistema, kar vpliva na večjo obrabo in manjšo življenjsko dobo opreme agregata. Operaterji termoelektrarn se zato odločajo za časovno daljše zagone oz. zaustavitve termoelektrarn. Simulacijski model trga z električno energijo upošteva dejanske krivulje trajanja hladnih in vročih zagonov ter zaustavitev termoelektrarn.

Termoelektrarna v času zagona ali zaustavitve, tudi v primeru, ko elektrarna ne proizvaja električno energijo, porablja gorivo, in sicer za vzdrževanje ustreznih tehničnih parametrov, kot sta npr. temperatura in tlak, na določenem nivoju. Zato so stroški goriva termoelektrarne upoštevani tudi v času zagona ali zaustavitve elektrarne.

2. PORABA GORIVA

Pri izračunu porabe goriva za proizvodnjo električne energije bloka 5 Termoelektrarne Šoštanj se uporablja naslednja enačba:

$$Q_e(5)_t = a_e(5) + b_e(5) * P_e(5)_t + c_e(5) * [P_e(5)_t]^2$$

$$Q_e(5)_t = 1,77 * 10^4 - 4,13 * 10^{-2} * P_e(5)_t + 6,97 * 10^{-8} * [P_e(5)_t]^2,$$

kjer predstavljajo simboli:

- $Q_e(5)_t$ porabo goriva bloka 5 Termoelektrarne Šoštanj v času t ,
- $a_e(5)$, $b_e(5)$ in $c_e(5)$ konstante, ki predstavljajo korelacijo med izkoristkom in močjo bloka 5 Termoelektrarne Šoštanj ter porabo goriva,
- $P_e(5)_t$ dejansko moč na pragu bloka 5 Termoelektrarne Šoštanj v času t ,
- t uro oz. čas obratovanja bloka 5 Termoelektrarne Šoštanj.

⁸⁵ Pri izračunu maksimalne moči na pragu bloka 5 Termoelektrarne Šoštanj je predpostavljeno, da znaša zunanja temperaturo zraka v okolici Termoelektrarne Šoštanj 0°C.

3. REZULTATI IZRAČUNA PROIZVODNJE ELEKTRIČNE ENERGIJE BLOKA 5 TERMoeLEKTRARNE ŠOŠTANJ

Tabela 1: Izračun proizvodnje in drugih spremenljivk 5. bloka Termoelektrarne Šoštanj za tretjo sredo v mesecu aprilu leta 2005 – 1.del

Sprem.	Enota	1:00 AM	2:00 AM	3:00 AM	4:00 AM	5:00 AM	6:00 AM	7:00 AM	8:00 AM	9:00 AM	10:00 AM	11:00 AM	12:00 AM
$P_e(5)_t$	[MW]	266,55	170,21	147,00	147,00	147,00	246,43	281,77	281,17	280,27	279,34	278,51	277,84
$\max.P_e(5)_t$	[MW]	295,72	296,03	296,33	296,57	296,81	296,87	296,51	295,78	294,76	293,80	292,96	292,30
$\min.P_e(5)_t$	[MW]	147,00	147,00	147,00	147,00	147,00	147,00	147,00	147,00	147,00	147,00	147,00	147,00
$T_{e,t}$	[°C]	8,00	7,50	7,00	6,60	6,20	6,10	6,70	7,90	9,60	11,20	12,60	13,70
$t(5)_t$	[bin]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
$Q_e(5)_t$	[GJ/MWh]	11,62	12,67	13,11	13,11	13,11	11,73	11,57	11,57	11,58	11,58	11,58	11,58

Vir: Rezultat simulacije trga z električno energijo za leto 2005.

Opomba : Simboli v tabeli so obrazloženi v predhodnem delu besedila.

Tabela 2: Izračun proizvodnje in drugih spremenljivk 5. bloka Termoelektrarne Šoštanj za tretjo sredo v mesecu aprilu leta 2005 – 2.del

Sprem.	Enota	1:00 PM	2:00 PM	3:00 PM	4:00 PM	5:00 PM	6:00 PM	7:00 PM	8:00 PM	9:00 PM	10:00 PM	11:00 PM	12:00 PM
$P_e(5)_t$	[MW]	277,39	277,12	277,02	277,05	277,27	277,73	278,29	278,86	279,34	279,76	280,11	280,45
$\max.P_e(5)_t$	[MW]	291,88	291,64	291,58	291,64	291,94	292,48	293,08	293,68	294,16	294,58	294,94	295,30
$\min.P_e(5)_t$	[MW]	147,00	147,00	147,00	147,00	147,00	147,00	147,00	147,00	147,00	147,00	147,00	147,00
$T_{e,t}$	[°C]	14,40	14,80	14,90	14,80	14,30	13,40	12,40	11,40	10,60	9,90	9,30	8,70
$t(5)_t$	[bin]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
$Q_e(5)_t$	[GJ/MWh]	11,58	11,58	11,58	11,58	11,58	11,58	11,58	11,58	11,58	11,58	11,58	11,58

Vir: Rezultat simulacije trga z električno energijo za leto 2005.

Opomba : Simboli v tabeli so obrazloženi v predhodnem delu besedila.

PRILOGA 7: UVOZNE IN IZVOZNE CENE ELEKTRIČNE ENERGIJE

1. Izvozne cene električne energije za Italijo

Tabela 1: Izvozne cene električne energije za Italijo za delavnike za leto 2005 (v EUR/MWh, v stalnih cenah na dan 31.12.2003) – 1.del

	1:00 AM	2:00 AM	3:00 AM	4:00 AM	5:00 AM	6:00 AM	7:00 AM	8:00 AM	9:00 AM	10:00 AM	11:00 AM	12:00 AM
jan.05	32,37	28,65	26,57	26,06	25,97	28,61	32,60	51,31	56,29	61,20	63,33	67,18
feb.05	40,24	36,14	34,22	33,54	33,79	36,73	42,93	60,59	63,51	64,40	65,08	68,94
mar.05	33,24	29,99	29,11	28,95	29,79	32,95	40,94	48,88	51,51	53,52	53,24	54,22
apr.05	31,50	28,70	27,60	27,29	27,81	30,68	38,57	44,91	47,50	48,63	50,00	52,62
maj.05	28,32	25,71	24,47	24,04	24,47	26,76	33,03	41,75	45,35	47,47	50,27	56,37
jun.05	30,48	27,03	25,62	24,25	23,96	26,05	34,03	45,86	60,89	76,92	86,96	126,79
jul.05	35,09	32,25	30,95	29,69	30,01	31,82	37,98	48,07	66,24	77,47	90,57	122,38
avg.05	34,65	30,58	28,46	27,02	27,24	30,48	38,92	47,62	61,11	94,60	102,81	130,97
sep.05	33,82	29,96	27,23	24,95	26,48	32,80	42,77	50,49	54,02	59,68	62,96	68,46
okt.05	38,49	33,09	30,90	29,86	30,93	37,21	45,08	57,48	69,04	81,48	85,73	89,81
nov.05	37,00	32,07	30,41	30,02	30,85	37,55	46,04	54,71	57,09	69,39	70,90	70,21
dec.05	36,57	33,69	31,77	30,87	31,06	33,38	37,41	46,13	49,25	53,48	53,15	52,83

Vir: Electricity Market Price – Italy, 2004, str. 1, European Union Energy Outlook to 2020, 1999, str. 180.

Tabela 2: Izvozne cene električne energije za Italijo za delavnike za leto 2005 (v EUR/MWh, v stalnih cenah na dan 31.12.2003) – 2.del

	1:00 PM	2:00 PM	3:00 PM	4:00 PM	5:00 PM	6:00 PM	7:00 PM	8:00 PM	9:00 PM	10:00 PM	11:00 PM	12:00 PM
jan.05	58,87	60,90	49,79	46,75	49,92	88,17	117,91	50,02	42,22	38,05	38,53	34,41
feb.05	62,70	60,62	55,76	51,96	48,10	54,70	68,58	62,13	54,00	47,56	47,47	42,66
mar.05	51,57	50,51	48,19	45,91	43,52	43,79	49,42	53,17	49,36	45,40	43,60	37,99
apr.05	47,81	46,98	44,71	42,05	40,35	39,42	38,60	38,89	43,75	42,83	40,23	35,18
maj.05	49,56	50,06	46,60	43,20	40,35	38,66	37,12	35,27	37,10	38,21	35,72	31,92
jun.05	86,16	88,64	78,98	64,92	52,06	46,23	42,01	39,16	39,66	38,59	39,11	35,36
jul.05	81,95	82,62	80,04	66,95	55,34	52,00	48,00	44,48	42,03	41,55	43,25	39,73
avg.05	111,06	103,56	90,99	95,33	81,17	92,91	55,84	45,04	44,03	44,48	42,74	38,11
sep.05	59,66	61,54	57,50	53,84	48,29	47,60	46,27	47,46	53,26	47,21	41,39	36,99
okt.05	69,23	72,07	63,11	60,11	56,34	72,54	77,02	69,77	59,42	49,26	46,65	42,11
nov.05	59,54	59,92	56,89	54,52	63,94	122,93	79,73	63,21	54,55	48,34	45,41	41,63
dec.05	49,88	50,50	48,14	47,52	57,37	78,24	59,48	52,28	48,04	43,44	42,73	39,97

Vir: Electricity Market Price – Italy, 2004, str. 1, European Union Energy Outlook to 2020, 1999, str. 180.

Tabela 3: Izvozne cene električne energije za Italijo za delavnike za leto 2010 (v EUR/MWh, v stalnih cenah na dan 31.12.2003) – 1.del

	1:00 AM	2:00 AM	3:00 AM	4:00 AM	5:00 AM	6:00 AM	7:00 AM	8:00 AM	9:00 AM	10:00 AM	11:00 AM	12:00 AM
jan.10	31,61	28,04	25,99	25,49	25,40	27,94	31,75	50,39	55,26	60,05	62,13	65,89
feb.10	39,16	35,23	33,31	32,65	32,89	35,70	41,63	59,45	62,30	63,17	63,84	67,60
mar.10	32,44	29,32	28,41	28,26	29,06	32,08	39,74	48,03	50,59	52,55	52,28	53,24
apr.10	30,77	28,08	26,97	26,67	27,17	29,91	37,47	44,15	46,68	47,78	49,12	51,68
maj.10	27,72	25,21	23,97	23,57	23,98	26,16	32,17	41,06	44,58	46,65	49,38	55,33
jun.10	29,80	26,48	25,08	23,76	23,48	25,48	33,12	45,07	59,74	75,39	85,20	124,07
jul.10	34,22	31,49	30,17	28,97	29,28	31,01	36,90	47,23	64,97	75,94	88,71	119,77
avg.10	33,80	29,89	27,79	26,42	26,62	29,72	37,80	46,80	59,96	92,65	100,67	128,16
sep.10	33,00	29,29	26,62	24,43	25,90	31,94	41,48	49,59	53,04	58,57	61,77	67,14
okt.10	37,49	32,30	30,13	29,13	30,15	36,16	43,69	56,42	67,70	79,85	83,99	87,97
nov.10	36,05	31,32	29,66	29,29	30,08	36,49	44,61	53,72	56,04	68,04	69,52	68,85
dec.10	35,64	32,87	30,96	30,10	30,28	32,50	36,35	45,34	48,38	52,51	52,19	51,88

Vir: Electricity Market Price – Italy, 2004, str. 1, European Union Energy Outlook to 2020, 1999, str. 180.

Tabela 4: Izvozne cene električne energije za Italijo za delavnike za leto 2010 (v EUR/MWh, v stalnih cenah na dan 31. 12.2003) – 2.del

	1:00 PM	2:00 PM	3:00 PM	4:00 PM	5:00 PM	6:00 PM	7:00 PM	8:00 PM	9:00 PM	10:00 PM	11:00 PM	12:00 PM
jan.10	57,42	59,38	48,63	45,69	48,76	85,80	114,59	48,85	41,30	37,25	37,72	33,74
feb.10	61,13	59,12	54,41	50,73	46,99	53,38	66,82	60,58	52,71	46,47	46,38	41,72
mar.10	50,35	49,32	47,08	44,87	42,55	42,82	48,27	51,90	48,21	44,37	42,64	37,20
apr.10	46,70	45,90	43,71	41,14	39,49	38,58	37,79	38,07	42,78	41,89	39,37	34,48
maj.10	48,40	48,89	45,53	42,24	39,48	37,84	36,36	34,57	36,33	37,41	35,00	31,32
jun.10	83,85	86,24	76,89	63,28	50,82	45,18	41,10	38,34	38,82	37,78	38,29	34,65
jul.10	79,77	80,42	77,92	65,25	54,00	50,77	46,90	43,48	41,11	40,65	42,29	38,89
avg.10	107,96	100,70	88,52	92,73	79,01	90,38	54,48	44,02	43,04	43,49	41,80	37,32
sep.10	58,19	60,00	56,09	52,55	47,17	46,50	45,22	46,37	51,99	46,13	40,49	36,23
okt.10	67,45	70,20	61,53	58,62	54,97	70,66	75,00	67,98	57,95	48,11	45,58	41,19
nov.10	58,06	58,44	55,50	53,21	62,33	119,45	77,62	61,62	53,24	47,22	44,38	40,73
dec.10	48,72	49,31	47,03	46,43	55,97	76,18	58,01	51,04	46,94	42,48	41,79	39,11

Vir: Electricity Market Price – Italy, 2004, str. 1, European Union Energy Outlook to 2020, 1999, str. 180.

Tabela 5: Izvozne cene električne energije za Italijo za nedelavnike za leto 2005 (v EUR/MWh, v stalnih cenah na dan 31.12.2003) – 1.del

	1:00 AM	2:00 AM	3:00 AM	4:00 AM	5:00 AM	6:00 AM	7:00 AM	8:00 AM	9:00 AM	10:00 AM	11:00 AM	12:00 AM
jan.05	33,51	29,85	27,61	25,52	24,58	23,92	19,85	23,23	26,25	31,77	35,15	39,85
feb.05	38,62	35,13	32,72	30,59	29,21	28,25	24,54	26,93	30,01	35,32	39,35	42,56
mar.05	34,04	29,71	28,24	27,28	27,16	26,95	23,52	24,54	28,27	34,52	37,25	40,06
apr.05	31,37	27,66	26,24	25,65	26,11	26,17	22,90	23,95	27,81	33,84	37,09	40,38
maj.05	28,45	25,30	23,08	22,01	22,14	21,87	21,20	23,76	27,73	33,01	36,10	38,10
jun.05	30,98	27,14	24,48	23,97	23,12	22,39	22,49	25,91	29,90	35,38	38,14	41,10
jul.05	34,76	31,38	29,03	28,05	27,15	25,94	26,13	29,31	33,48	37,80	40,76	43,27
avg.05	34,27	30,15	28,40	26,96	26,71	25,43	24,19	28,34	32,92	37,54	39,08	42,55
sep.05	35,25	31,43	29,36	27,83	26,97	28,49	28,93	30,81	34,47	39,06	41,30	45,06
okt.05	36,41	31,49	29,57	28,09	27,61	28,02	27,50	29,27	32,94	37,80	40,70	44,40
nov.05	36,05	29,93	28,57	27,86	27,56	27,85	25,43	28,52	31,29	36,98	39,34	42,61
dec.05	34,01	27,73	24,95	24,98	24,93	24,79	22,17	25,25	27,80	32,86	37,23	42,00

Vir: Electricity Market Price – Italy, 2004, str. 1, European Union Energy Outlook to 2020, 1999, str. 180.

Tabela 6: Izvozne cene električne energije za Italijo za nedelavnike za leto 2005 (v EUR/MWh, v stalnih cenah na dan 31.12.2003) – 2.del

	1:00 PM	2:00 PM	3:00 PM	4:00 PM	5:00 PM	6:00 PM	7:00 PM	8:00 PM	9:00 PM	10:00 PM	11:00 PM	12:00 PM
jan.05	37,19	34,39	31,90	30,89	33,86	52,07	54,94	45,67	37,20	33,78	36,95	32,16
feb.05	39,89	37,13	33,88	32,44	33,23	40,60	46,86	44,95	40,82	37,91	40,30	37,59
mar.05	37,69	33,76	30,50	29,06	28,12	30,70	39,71	46,06	40,89	38,30	38,55	33,86
apr.05	35,76	32,27	29,01	27,26	26,52	27,57	29,67	32,62	37,24	37,59	35,99	30,55
maj.05	35,98	32,66	29,70	27,98	27,47	27,77	29,55	30,18	30,96	32,33	33,02	29,06
jun.05	37,65	34,78	31,68	30,84	30,70	31,49	32,37	32,17	32,49	33,05	36,08	32,72
jul.05	41,37	38,89	35,75	34,77	34,06	35,12	36,04	35,13	35,44	35,36	38,08	35,06
avg.05	40,39	37,32	35,26	34,46	33,52	34,42	35,81	35,71	36,98	38,39	39,06	35,00
sep.05	41,89	37,02	34,66	33,16	32,91	34,01	36,56	40,85	47,38	41,37	38,50	33,75
okt.05	40,75	37,54	34,95	33,48	33,46	36,80	44,36	53,18	47,12	41,73	41,34	36,44
nov.05	40,49	36,43	34,19	33,66	38,19	52,87	64,51	51,51	42,74	38,48	40,93	35,76
dec.05	38,97	34,98	33,30	32,96	41,38	83,77	67,60	47,08	40,24	36,43	38,29	33,89

Vir: Electricity Market Price – Italy, 2004, str. 1, European Union Energy Outlook to 2020, 1999, str. 180.

Tabela 7: Izvozne cene električne energije za Italijo za nedelavnike za leto 2010 (v EUR/MWh, v stalnih cenah na dan 31.12.2003) – 1.del

	1:00 AM	2:00 AM	3:00 AM	4:00 AM	5:00 AM	6:00 AM	7:00 AM	8:00 AM	9:00 AM	10:00 AM	11:00 AM	12:00 AM
jan.10	32,70	29,18	26,97	24,98	24,08	23,45	19,55	22,99	25,94	31,32	34,62	39,21
feb.10	37,61	34,26	31,87	29,83	28,51	27,59	24,04	26,60	29,61	34,79	38,73	41,85
mar.10	33,22	29,05	27,58	26,66	26,55	26,35	23,06	24,26	27,91	34,01	36,67	39,42
apr.10	30,65	27,08	25,67	25,11	25,55	25,60	22,47	23,69	27,45	33,34	36,52	39,73
maj.10	27,84	24,82	22,65	21,62	21,75	21,49	20,85	23,50	27,38	32,53	35,55	37,50
jun.10	30,27	26,59	23,99	23,50	22,68	21,99	22,08	25,61	29,49	34,85	37,54	40,43
jul.10	33,90	30,66	28,34	27,40	26,54	25,38	25,56	28,92	32,99	37,21	40,10	42,55
avg.10	33,43	29,47	27,73	26,35	26,11	24,89	23,70	27,97	32,45	36,96	38,46	41,85
sep.10	34,38	30,70	28,66	27,19	26,36	27,82	28,24	30,39	33,96	38,44	40,63	44,30
okt.10	35,49	30,77	28,85	27,44	26,97	27,37	26,87	28,89	32,47	37,20	40,04	43,65
nov.10	35,14	29,26	27,90	27,22	26,93	27,20	24,89	28,15	30,86	36,41	38,71	41,91
dec.10	33,18	27,15	24,44	24,47	24,42	24,28	21,78	24,96	27,45	32,38	36,65	41,31

Vir: Electricity Market Price – Italy, 2004, str. 1, European Union Energy Outlook to 2020, 1999, str. 180.

Tabela 8: Izvozne cene električne energije za Italijo za nedelavnike za leto 2010 (v EUR/MWh, v stalnih cenah na dan 31.12.2003) – 2.del

	1:00 PM	2:00 PM	3:00 PM	4:00 PM	5:00 PM	6:00 PM	7:00 PM	8:00 PM	9:00 PM	10:00 PM	11:00 PM	12:00 PM
jan.10	36,42	33,71	31,31	30,32	33,20	50,83	53,62	44,63	36,43	33,12	36,19	31,55
feb.10	39,04	36,37	33,22	31,83	32,59	39,73	45,79	43,94	39,94	37,12	39,43	36,82
mar.10	36,91	33,10	29,94	28,55	27,64	30,14	38,87	45,01	40,01	37,50	37,74	33,20
apr.10	35,04	31,66	28,50	26,81	26,09	27,11	29,15	32,00	36,48	36,81	35,26	29,99
maj.10	35,25	32,04	29,18	27,50	27,01	27,30	29,03	29,64	30,39	31,72	32,39	28,55
jun.10	36,87	34,09	31,09	30,28	30,14	30,90	31,76	31,57	31,88	32,41	35,36	32,09
jul.10	40,47	38,07	35,03	34,08	33,40	34,42	35,31	34,43	34,73	34,65	37,28	34,36
avg.10	39,53	36,55	34,56	33,78	32,87	33,74	35,09	34,99	36,22	37,58	38,24	34,31
sep.10	40,98	36,26	33,97	32,52	32,28	33,34	35,82	39,97	46,30	40,47	37,69	33,10
okt.10	39,87	36,76	34,26	32,83	32,81	36,05	43,37	51,91	46,04	40,82	40,44	35,70
nov.10	39,62	35,69	33,52	33,01	37,39	51,61	62,88	50,29	41,80	37,68	40,05	35,04
dec.10	38,15	34,28	32,66	32,33	40,48	81,53	65,87	46,00	39,38	35,69	37,49	33,23

Vir: Electricity Market Price – Italy, 2004, str. 1, European Union Energy Outlook to 2020, 1999, str. 180.

2. Uvozne cene električne energije iz Avstrije

Tabela 9: Uvozne cene električne energije iz Avstrije za delavnike za leto 2005 (v EUR/MWh, v stalnih cenah na dan 31.12.2003) – 1.del

	1:00 AM	2:00 AM	3:00 AM	4:00 AM	5:00 AM	6:00 AM	7:00 AM	8:00 AM	9:00 AM	10:00 AM	11:00 AM	12:00 AM
jan.05	19,37	15,65	13,57	13,06	12,97	15,61	19,60	38,31	43,29	48,20	50,33	54,18
feb.05	27,24	23,14	21,22	20,54	20,79	23,73	29,93	47,59	50,51	51,40	52,08	55,94
mar.05	20,24	16,99	16,11	15,95	16,79	19,95	27,94	35,88	38,51	40,52	40,24	41,22
apr.05	18,50	15,70	14,60	14,29	14,81	17,68	25,57	31,91	34,50	35,63	37,00	39,62
maj.05	15,32	12,71	11,47	11,04	11,47	13,76	20,03	28,75	32,35	34,47	37,27	43,37
jun.05	17,48	14,03	12,62	11,25	10,96	13,05	21,03	32,86	47,89	63,92	73,96	113,79
jul.05	22,09	19,25	17,95	16,69	17,01	18,82	24,98	35,07	53,24	64,47	77,57	109,38
avg.05	21,65	17,58	15,46	14,02	14,24	17,48	25,92	34,62	48,11	81,60	89,81	117,97
sep.05	20,82	16,96	14,23	11,95	13,48	19,80	29,77	37,49	41,02	46,68	49,96	55,46
okt.05	25,49	20,09	17,90	16,86	17,93	24,21	32,08	44,48	56,04	68,48	72,73	76,81
nov.05	24,00	19,07	17,41	17,02	17,85	24,55	33,04	41,71	44,09	56,39	57,90	57,21
dec.05	23,57	20,69	18,77	17,87	18,06	20,38	24,41	33,13	36,25	40,48	40,15	39,83

Vir: Market Data: Results Spot Market – Germany, 2004, str. 1, Market Data eSPREAD Market – Austria, 2004, str. 1, Price Report on Powernext Day-Ahead – France, 2004, str. 1, Market Results: Day-Ahead Market Information – Poland, 2004, str. 1, Market Results – Holland, 2004, str. 1, European Union Energy Outlook to 2020, 1999, str. 180.

Tabela 10: Uvozne cene električne energije iz Avstrije za delavnike za leto 2005 (v EUR/MWh, v stalnih cenah na dan 31.12.2003) – 2.del

	1:00 PM	2:00 PM	3:00 PM	4:00 PM	5:00 PM	6:00 PM	7:00 PM	8:00 PM	9:00 PM	10:00 PM	11:00 PM	12:00 PM
jan.05	45,87	47,90	36,79	33,75	36,92	75,17	104,91	37,02	29,22	25,05	25,53	21,41
feb.05	49,70	47,62	42,76	38,96	35,10	41,70	55,58	49,13	41,00	34,56	34,47	29,66
mar.05	38,57	37,51	35,19	32,91	30,52	30,79	36,42	40,17	36,36	32,40	30,60	24,99
apr.05	34,81	33,98	31,71	29,05	27,35	26,42	25,60	25,89	30,75	29,83	27,23	22,18
maj.05	36,56	37,06	33,60	30,20	27,35	25,66	24,12	22,27	24,10	25,21	22,72	18,92
jun.05	73,16	75,64	65,98	51,92	39,06	33,23	29,01	26,16	26,66	25,59	26,11	22,36
jul.05	68,95	69,62	67,04	53,95	42,34	39,00	35,00	31,48	29,03	28,55	30,25	26,73
avg.05	98,06	90,56	77,99	82,33	68,17	79,91	42,84	32,04	31,03	31,48	29,74	25,11
sep.05	46,66	48,54	44,50	40,84	35,29	34,60	33,27	34,46	40,26	34,21	28,39	23,99
okt.05	56,23	59,07	50,11	47,11	43,34	59,54	64,02	56,77	46,42	36,26	33,65	29,11
nov.05	46,54	46,92	43,89	41,52	50,94	109,93	66,73	50,21	41,55	35,34	32,41	28,63
dec.05	36,88	37,50	35,14	34,52	44,37	65,24	46,48	39,28	35,04	30,44	29,73	26,97

Vir: Market Data: Results Spot Market – Germany, 2004, str. 1, Market Data eSPREAD Market – Austria, 2004, str. 1, Price Report on Powernext Day-Ahead – France, 2004, str. 1, Market Results: Day-Ahead Market Information – Poland, 2004, str. 1, Market Results – Holland, 2004, str. 1, European Union Energy Outlook to 2020, 1999, str. 180.

Tabela 11: Uvozne cene električne energije iz Avstrije za delavnike za leto 2010 (v EUR/MWh, v stalnih cenah na dan 31.12.2003) – 1.del

	1:00 AM	2:00 AM	3:00 AM	4:00 AM	5:00 AM	6:00 AM	7:00 AM	8:00 AM	9:00 AM	10:00 AM	11:00 AM	12:00 AM
jan.10	18,61	15,04	12,99	12,49	12,40	14,94	18,75	37,39	42,26	47,05	49,13	52,89
feb.10	26,16	22,23	20,31	19,65	19,89	22,70	28,63	46,45	49,30	50,17	50,84	54,60
mar.10	19,44	16,32	15,41	15,26	16,06	19,08	26,74	35,03	37,59	39,55	39,28	40,24
apr.10	17,77	15,08	13,97	13,67	14,17	16,91	24,47	31,15	33,68	34,78	36,12	38,68
maj.10	14,72	12,21	10,97	10,57	10,98	13,16	19,17	28,06	31,58	33,65	36,38	42,33
jun.10	16,80	13,48	12,08	10,76	10,48	12,48	20,12	32,07	46,74	62,39	72,20	111,07
jul.10	21,22	18,49	17,17	15,97	16,28	18,01	23,90	34,23	51,97	62,94	75,71	106,77
avg.10	20,80	16,89	14,79	13,42	13,62	16,72	24,80	33,80	46,96	79,65	87,67	115,16
sep.10	20,00	16,29	13,62	11,43	12,90	18,94	28,48	36,59	40,04	45,57	48,77	54,14
okt.10	24,49	19,30	17,13	16,13	17,15	23,16	30,69	43,42	54,70	66,85	70,99	74,97
nov.10	23,05	18,32	16,66	16,29	17,08	23,49	31,61	40,72	43,04	55,04	56,52	55,85
dec.10	22,64	19,87	17,96	17,10	17,28	19,50	23,35	32,34	35,38	39,51	39,19	38,88

Vir: Market Data: Results Spot Market – Germany, 2004, str. 1, Market Data eSPREAD Market – Austria, 2004, str. 1, Price Report on Powernext Day-Ahead – France, 2004, str. 1, Market Results: Day-Ahead Market Information – Poland, 2004, str. 1, Market Results – Holland, 2004, str. 1, European Union Energy Outlook to 2020, 1999, str. 180.

Tabela 12: Uvozne cene električne energije iz Avstrije za delavnike za leto 2010 (v EUR/MWh, v stalnih cenah na dan 31.12.2003) – 2.del

	1:00 PM	2:00 PM	3:00 PM	4:00 PM	5:00 PM	6:00 PM	7:00 PM	8:00 PM	9:00 PM	10:00 PM	11:00 PM	12:00 PM
jan.10	44,42	46,38	35,63	32,69	35,76	72,80	101,59	35,85	28,30	24,25	24,72	20,74
feb.10	48,13	46,12	41,41	37,73	33,99	40,38	53,82	47,58	39,71	33,47	33,38	28,72
mar.10	37,35	36,32	34,08	31,87	29,55	29,82	35,27	38,90	35,21	31,37	29,64	24,20
apr.10	33,70	32,90	30,71	28,14	26,49	25,58	24,79	25,07	29,78	28,89	26,37	21,48
maj.10	35,40	35,89	32,53	29,24	26,48	24,84	23,36	21,57	23,33	24,41	22,00	18,32
jun.10	70,85	73,24	63,89	50,28	37,82	32,18	28,10	25,34	25,82	24,78	25,29	21,65
jul.10	66,77	67,42	64,92	52,25	41,00	37,77	33,90	30,48	28,11	27,65	29,29	25,89
avg.10	94,96	87,70	75,52	79,73	66,01	77,38	41,48	31,02	30,04	30,49	28,80	24,32
sep.10	45,19	47,00	43,09	39,55	34,17	33,50	32,22	33,37	38,99	33,13	27,49	23,23
okt.10	54,45	57,20	48,53	45,62	41,97	57,66	62,00	54,98	44,95	35,11	32,58	28,19
nov.10	45,06	45,44	42,50	40,21	49,33	106,45	64,62	48,62	40,24	34,22	31,38	27,73
dec.10	35,72	36,31	34,03	33,43	42,97	63,18	45,01	38,04	33,94	29,48	28,79	26,11

Vir: Market Data: Results Spot Market – Germany, 2004, str. 1, Market Data eSPREAD Market – Austria, 2004, str. 1, Price Report on Powernext Day-Ahead – France, 2004, str. 1, Market Results: Day-Ahead Market Information – Poland, 2004, str. 1, Market Results – Holland, 2004, str. 1, European Union Energy Outlook to 2020, 1999, str. 180.

Tabela 13: Uvozne cene električne energije iz Avstrije za nedelavnike za leto 2005 (v EUR/MWh, v stalnih cenah na dan 31.12.2003) – 1.del

	1:00 AM	2:00 AM	3:00 AM	4:00 AM	5:00 AM	6:00 AM	7:00 AM	8:00 AM	9:00 AM	10:00 AM	11:00 AM	12:00 AM
jan.05	20,51	16,85	14,61	12,52	11,58	10,92	6,85	10,23	13,25	18,77	22,15	26,85
feb.05	25,62	22,13	19,72	17,59	16,21	15,25	11,54	13,93	17,01	22,32	26,35	29,56
mar.05	21,04	16,71	15,24	14,28	14,16	13,95	10,52	11,54	15,27	21,52	24,25	27,06
apr.05	18,37	14,66	13,24	12,65	13,11	13,17	9,90	10,95	14,81	20,84	24,09	27,38
maj.05	15,45	12,30	10,08	9,01	9,14	8,87	8,20	10,76	14,73	20,01	23,10	25,10
jun.05	17,98	14,14	11,48	10,97	10,12	9,39	9,49	12,91	16,90	22,38	25,14	28,10
jul.05	21,76	18,38	16,03	15,05	14,15	12,94	13,13	16,31	20,48	24,80	27,76	30,27
avg.05	21,27	17,15	15,40	13,96	13,71	12,43	11,19	15,34	19,92	24,54	26,08	29,55
sep.05	22,25	18,43	16,36	14,83	13,97	15,49	15,93	17,81	21,47	26,06	28,30	32,06
okt.05	23,41	18,49	16,57	15,09	14,61	15,02	14,50	16,27	19,94	24,80	27,70	31,40
nov.05	23,05	16,93	15,57	14,86	14,56	14,85	12,43	15,52	18,29	23,98	26,34	29,61
dec.05	21,01	14,73	11,95	11,98	11,93	11,79	9,17	12,25	14,80	19,86	24,23	29,00

Vir: Market Data: Results Spot Market – Germany, 2004, str. 1, Market Data eSPREAD Market – Austria, 2004, str. 1, Price Report on Powernext Day-Ahead – France, 2004, str. 1, Market Results: Day-Ahead Market Information – Poland, 2004, str. 1, Market Results – Holland, 2004, str. 1, European Union Energy Outlook to 2020, 1999, str. 180.

Tabela 14: Uvozne cene električne energije iz Avstrije za nedelavnike za leto 2005 (v EUR/MWh, v stalnih cenah na dan 31.12.2003) – 2.del

	1:00 PM	2:00 PM	3:00 PM	4:00 PM	5:00 PM	6:00 PM	7:00 PM	8:00 PM	9:00 PM	10:00 PM	11:00 PM	12:00 PM
jan.05	24,19	21,39	18,90	17,89	20,86	39,07	41,94	32,67	24,20	20,78	23,95	19,16
feb.05	26,89	24,13	20,88	19,44	20,23	27,60	33,86	31,95	27,82	24,91	27,30	24,59
mar.05	24,69	20,76	17,50	16,06	15,12	17,70	26,71	33,06	27,89	25,30	25,55	20,86
apr.05	22,76	19,27	16,01	14,26	13,52	14,57	16,67	19,62	24,24	24,59	22,99	17,55
maj.05	22,98	19,66	16,70	14,98	14,47	14,77	16,55	17,18	17,96	19,33	20,02	16,06
jun.05	24,65	21,78	18,68	17,84	17,70	18,49	19,37	19,17	19,49	20,05	23,08	19,72
jul.05	28,37	25,89	22,75	21,77	21,06	22,12	23,04	22,13	22,44	22,36	25,08	22,06
avg.05	27,39	24,32	22,26	21,46	20,52	21,42	22,81	22,71	23,98	25,39	26,06	22,00
sep.05	28,89	24,02	21,66	20,16	19,91	21,01	23,56	27,85	34,38	28,37	25,50	20,75
okt.05	27,75	24,54	21,95	20,48	20,46	23,80	31,36	40,18	34,12	28,73	28,34	23,44
nov.05	27,49	23,43	21,19	20,66	25,19	39,87	51,51	38,51	29,74	25,48	27,93	22,76
dec.05	25,97	21,98	20,30	19,96	28,38	70,77	54,60	34,08	27,24	23,43	25,29	20,89

Vir: Market Data: Results Spot Market – Germany, 2004, str. 1, Market Data eSPREAD Market – Austria, 2004, str. 1, Price Report on Powernext Day-Ahead – France, 2004, str. 1, Market Results: Day-Ahead Market Information – Poland, 2004, str. 1, Market Results – Holland, 2004, str. 1, European Union Energy Outlook to 2020, 1999, str. 180.

Tabela 15: Uvozne cene električne energije iz Avstrije za nedelavnike za leto 2010 (v EUR/MWh, v stalnih cenah na dan 31.12.2003) – 1.del

	1:00 AM	2:00 AM	3:00 AM	4:00 AM	5:00 AM	6:00 AM	7:00 AM	8:00 AM	9:00 AM	10:00 AM	11:00 AM	12:00 AM
jan.10	19,70	16,18	13,97	11,98	11,08	10,45	6,55	9,99	12,94	18,32	21,62	26,21
feb.10	24,61	21,26	18,87	16,83	15,51	14,59	11,04	13,60	16,61	21,79	25,73	28,85
mar.10	20,22	16,05	14,58	13,66	13,55	13,35	10,06	11,26	14,91	21,01	23,67	26,42
apr.10	17,65	14,08	12,67	12,11	12,55	12,60	9,47	10,69	14,45	20,34	23,52	26,73
maj.10	14,84	11,82	9,65	8,62	8,75	8,49	7,85	10,50	14,38	19,53	22,55	24,50
jun.10	17,27	13,59	10,99	10,50	9,68	8,99	9,08	12,61	16,49	21,85	24,54	27,43
jul.10	20,90	17,66	15,34	14,40	13,54	12,38	12,56	15,92	19,99	24,21	27,10	29,55
avg.10	20,43	16,47	14,73	13,35	13,11	11,89	10,70	14,97	19,45	23,96	25,46	28,85
sep.10	21,38	17,70	15,66	14,19	13,36	14,82	15,24	17,39	20,96	25,44	27,63	31,30
okt.10	22,49	17,77	15,85	14,44	13,97	14,37	13,87	15,89	19,47	24,20	27,04	30,65
nov.10	22,14	16,26	14,90	14,22	13,93	14,20	11,89	15,15	17,86	23,41	25,71	28,91
dec.10	20,18	14,15	11,44	11,47	11,42	11,28	8,78	11,96	14,45	19,38	23,65	28,31

Vir: Market Data: Results Spot Market – Germany, 2004, str. 1, Market Data eSPREAD Market – Austria, 2004, str. 1, Price Report on Powernext Day-Ahead – France, 2004, str. 1, Market Results: Day-Ahead Market Information – Poland, 2004, str. 1, Market Results – Holland, 2004, str. 1, European Union Energy Outlook to 2020, 1999, str. 180.

Tabela 16: Uvozne cene električne energije iz Avstrije za nedelavnike za leto 2010 (v EUR/MWh, v stalnih cenah na dan 31.12.2003) – 2.del

	1:00 PM	2:00 PM	3:00 PM	4:00 PM	5:00 PM	6:00 PM	7:00 PM	8:00 PM	9:00 PM	10:00 PM	11:00 PM	12:00 PM
jan.10	23,42	20,71	18,31	17,32	20,20	37,83	40,62	31,63	23,43	20,12	23,19	18,55
feb.10	26,04	23,37	20,22	18,83	19,59	26,73	32,79	30,94	26,94	24,12	26,43	23,82
mar.10	23,91	20,10	16,94	15,55	14,64	17,14	25,87	32,01	27,01	24,50	24,74	20,20
apr.10	22,04	18,66	15,50	13,81	13,09	14,11	16,15	19,00	23,48	23,81	22,26	16,99
maj.10	22,25	19,04	16,18	14,50	14,01	14,30	16,03	16,64	17,39	18,72	19,39	15,55
jun.10	23,87	21,09	18,09	17,28	17,14	17,90	18,76	18,57	18,88	19,41	22,36	19,09
jul.10	27,47	25,07	22,03	21,08	20,40	21,42	22,31	21,43	21,73	21,65	24,28	21,36
avg.10	26,53	23,55	21,56	20,78	19,87	20,74	22,09	21,99	23,22	24,58	25,24	21,31
sep.10	27,98	23,26	20,97	19,52	19,28	20,34	22,82	26,97	33,30	27,47	24,69	20,10
okt.10	26,87	23,76	21,26	19,83	19,81	23,05	30,37	38,91	33,04	27,82	27,44	22,70
nov.10	26,62	22,69	20,52	20,01	24,39	38,61	49,88	37,29	28,80	24,68	27,05	22,04
dec.10	25,15	21,28	19,66	19,33	27,48	68,53	52,87	33,00	26,38	22,69	24,49	20,23

Vir: Market Data: Results Spot Market – Germany, 2004, str. 1, Market Data eSPREAD Market – Austria, 2004, str. 1, Price Report on Powernext Day-Ahead – France, 2004, str. 1, Market Results: Day-Ahead Market Information – Poland, 2004, str. 1, Market Results – Holland, 2004, str. 1, European Union Energy Outlook to 2020, 1999, str. 180.

3. Izvozne cene električne energije za Hrvaško

Tabela 17: Izvozne cene električne energije za Hrvaško za delavnike za leto 2005 (v EUR/MWh, v stalnih cenah na dan 31.12.2003) – 1.del

	1:00 AM	2:00 AM	3:00 AM	4:00 AM	5:00 AM	6:00 AM	7:00 AM	8:00 AM	9:00 AM	10:00 AM	11:00 AM	12:00 AM
jan.05	27,37	23,65	21,57	21,06	20,97	23,61	27,60	46,31	51,29	56,20	58,33	62,18
feb.05	35,24	31,14	29,22	28,54	28,79	31,73	37,93	55,59	58,51	59,40	60,08	63,94
mar.05	28,24	24,99	24,11	23,95	24,79	27,95	35,94	43,88	46,51	48,52	48,24	49,22
apr.05	26,50	23,70	22,60	22,29	22,81	25,68	33,57	39,91	42,50	43,63	45,00	47,62
maj.05	23,32	20,71	19,47	19,04	19,47	21,76	28,03	36,75	40,35	42,47	45,27	51,37
jun.05	25,48	22,03	20,62	19,25	18,96	21,05	29,03	40,86	55,89	71,92	81,96	121,79
jul.05	30,09	27,25	25,95	24,69	25,01	26,82	32,98	43,07	61,24	72,47	85,57	117,38
avg.05	29,65	25,58	23,46	22,02	22,24	25,48	33,92	42,62	56,11	89,60	97,81	125,97
sep.05	28,82	24,96	22,23	19,95	21,48	27,80	37,77	45,49	49,02	54,68	57,96	63,46
okt.05	33,49	28,09	25,90	24,86	25,93	32,21	40,08	52,48	64,04	76,48	80,73	84,81
nov.05	32,00	27,07	25,41	25,02	25,85	32,55	41,04	49,71	52,09	64,39	65,90	65,21
dec.05	31,57	28,69	26,77	25,87	26,06	28,38	32,41	41,13	44,25	48,48	48,15	47,83

Vir: Golob et al., 2004, str. 30, European Union Energy Outlook to 2020, 1999, str. 180.

Tabela 18: Izvozne cene električne energije za Hrvatsko za delavnike za leto 2005 (v EUR/MWh, v stalnih cenah na dan 31.12.2003) – 2.del

	1:00 PM	2:00 PM	3:00 PM	4:00 PM	5:00 PM	6:00 PM	7:00 PM	8:00 PM	9:00 PM	10:00 PM	11:00 PM	12:00 PM
jan.05	53,87	55,90	44,79	41,75	44,92	83,17	112,91	45,02	37,22	33,05	33,53	29,41
feb.05	57,70	55,62	50,76	46,96	43,10	49,70	63,58	57,13	49,00	42,56	42,47	37,66
mar.05	46,57	45,51	43,19	40,91	38,52	38,79	44,42	48,17	44,36	40,40	38,60	32,99
apr.05	42,81	41,98	39,71	37,05	35,35	34,42	33,60	33,89	38,75	37,83	35,23	30,18
maj.05	44,56	45,06	41,60	38,20	35,35	33,66	32,12	30,27	32,10	33,21	30,72	26,92
jun.05	81,16	83,64	73,98	59,92	47,06	41,23	37,01	34,16	34,66	33,59	34,11	30,36
jul.05	76,95	77,62	75,04	61,95	50,34	47,00	43,00	39,48	37,03	36,55	38,25	34,73
avg.05	106,06	98,56	85,99	90,33	76,17	87,91	50,84	40,04	39,03	39,48	37,74	33,11
sep.05	54,66	56,54	52,50	48,84	43,29	42,60	41,27	42,46	48,26	42,21	36,39	31,99
okt.05	64,23	67,07	58,11	55,11	51,34	67,54	72,02	64,77	54,42	44,26	41,65	37,11
nov.05	54,54	54,92	51,89	49,52	58,94	117,93	74,73	58,21	49,55	43,34	40,41	36,63
dec.05	44,88	45,50	43,14	42,52	52,37	73,24	54,48	47,28	43,04	38,44	37,73	34,97

Vir: Golob et al., 2004, str. 30, European Union Energy Outlook to 2020, 1999, str. 180.

Tabela 19: Izvozne cene električne energije za Hrvatsko za delavnike za leto 2010 (v EUR/MWh, v stalnih cenah na dan 31.12.2003) – 1.del

	1:00 AM	2:00 AM	3:00 AM	4:00 AM	5:00 AM	6:00 AM	7:00 AM	8:00 AM	9:00 AM	10:00 AM	11:00 AM	12:00 AM
jan.10	26,61	23,04	20,99	20,49	20,40	22,94	26,75	45,39	50,26	55,05	57,13	60,89
feb.10	34,16	30,23	28,31	27,65	27,89	30,70	36,63	54,45	57,30	58,17	58,84	62,60
mar.10	27,44	24,32	23,41	23,26	24,06	27,08	34,74	43,03	45,59	47,55	47,28	48,24
apr.10	25,77	23,08	21,97	21,67	22,17	24,91	32,47	39,15	41,68	42,78	44,12	46,68
maj.10	22,72	20,21	18,97	18,57	18,98	21,16	27,17	36,06	39,58	41,65	44,38	50,33
jun.10	24,80	21,48	20,08	18,76	18,48	20,48	28,12	40,07	54,74	70,39	80,20	119,07
jul.10	29,22	26,49	25,17	23,97	24,28	26,01	31,90	42,23	59,97	70,94	83,71	114,77
avg.10	28,80	24,89	22,79	21,42	21,62	24,72	32,80	41,80	54,96	87,65	95,67	123,16
sep.10	28,00	24,29	21,62	19,43	20,90	26,94	36,48	44,59	48,04	53,57	56,77	62,14
okt.10	32,49	27,30	25,13	24,13	25,15	31,16	38,69	51,42	62,70	74,85	78,99	82,97
nov.10	31,05	26,32	24,66	24,29	25,08	31,49	39,61	48,72	51,04	63,04	64,52	63,85
dec.10	30,64	27,87	25,96	25,10	25,28	27,50	31,35	40,34	43,38	47,51	47,19	46,88

Vir: Golob et al., 2004, str. 30, European Union Energy Outlook to 2020, 1999, str. 180.

Tabela 20: Izvozne cene električne energije za Hrvatsko za delavnike za leto 2010 (v EUR/MWh, v stalnih cenah na dan 31.12.2003) – 2.del

	1:00 PM	2:00 PM	3:00 PM	4:00 PM	5:00 PM	6:00 PM	7:00 PM	8:00 PM	9:00 PM	10:00 PM	11:00 PM	12:00 PM
jan.10	52,42	54,38	43,63	40,69	43,76	80,80	109,59	43,85	36,30	32,25	32,72	28,74
feb.10	56,13	54,12	49,41	45,73	41,99	48,38	61,82	55,58	47,71	41,47	41,38	36,72
mar.10	45,35	44,32	42,08	39,87	37,55	37,82	43,27	46,90	43,21	39,37	37,64	32,20
apr.10	41,70	40,90	38,71	36,14	34,49	33,58	32,79	33,07	37,78	36,89	34,37	29,48
maj.10	43,40	43,89	40,53	37,24	34,48	32,84	31,36	29,57	31,33	32,41	30,00	26,32
jun.10	78,85	81,24	71,89	58,28	45,82	40,18	36,10	33,34	33,82	32,78	33,29	29,65
jul.10	74,77	75,42	72,92	60,25	49,00	45,77	41,90	38,48	36,11	35,65	37,29	33,89
avg.10	102,96	95,70	83,52	87,73	74,01	85,38	49,48	39,02	38,04	38,49	36,80	32,32
sep.10	53,19	55,00	51,09	47,55	42,17	41,50	40,22	41,37	46,99	41,13	35,49	31,23
okt.10	62,45	65,20	56,53	53,62	49,97	65,66	70,00	62,98	52,95	43,11	40,58	36,19
nov.10	53,06	53,44	50,50	48,21	57,33	114,45	72,62	56,62	48,24	42,22	39,38	35,73
dec.10	43,72	44,31	42,03	41,43	50,97	71,18	53,01	46,04	41,94	37,48	36,79	34,11

Vir: Golob et al., 2004, str. 30, European Union Energy Outlook to 2020, 1999, str. 180.

Tabela 21: Izvozne cene električne energije za Hrvatsko za nedelavnike za leto 2005 (v EUR/MWh, v stalnih cenah na dan 31.12.2003) – 1.del

	1:00 AM	2:00 AM	3:00 AM	4:00 AM	5:00 AM	6:00 AM	7:00 AM	8:00 AM	9:00 AM	10:00 AM	11:00 AM	12:00 AM
jan.05	28,51	24,85	22,61	20,52	19,58	18,92	14,85	18,23	21,25	26,77	30,15	34,85
feb.05	33,62	30,13	27,72	25,59	24,21	23,25	19,54	21,93	25,01	30,32	34,35	37,56
mar.05	29,04	24,71	23,24	22,28	22,16	21,95	18,52	19,54	23,27	29,52	32,25	35,06
apr.05	26,37	22,66	21,24	20,65	21,11	21,17	17,90	18,95	22,81	28,84	32,09	35,38
maj.05	23,45	20,30	18,08	17,01	17,14	16,87	16,20	18,76	22,73	28,01	31,10	33,10
jun.05	25,98	22,14	19,48	18,97	18,12	17,39	17,49	20,91	24,90	30,38	33,14	36,10
jul.05	29,76	26,38	24,03	23,05	22,15	20,94	21,13	24,31	28,48	32,80	35,76	38,27
avg.05	29,27	25,15	23,40	21,96	21,71	20,43	19,19	23,34	27,92	32,54	34,08	37,55
sep.05	30,25	26,43	24,36	22,83	21,97	23,49	23,93	25,81	29,47	34,06	36,30	40,06
okt.05	31,41	26,49	24,57	23,09	22,61	23,02	22,50	24,27	27,94	32,80	35,70	39,40
nov.05	31,05	24,93	23,57	22,86	22,56	22,85	20,43	23,52	26,29	31,98	34,34	37,61
dec.05	29,01	22,73	19,95	19,98	19,93	19,79	17,17	20,25	22,80	27,86	32,23	37,00

Vir: Golob et al., 2004, str. 30, European Union Energy Outlook to 2020, 1999, str. 180.

Tabela 22: Izvozne cene električne energije za Hrvatsko za nedelavnike za leto 2005 (v EUR/MWh, v stalnih cenah na dan 31.12.2003) – 2.del

	1:00 PM	2:00 PM	3:00 PM	4:00 PM	5:00 PM	6:00 PM	7:00 PM	8:00 PM	9:00 PM	10:00 PM	11:00 PM	12:00 PM
jan.05	32,19	29,39	26,90	25,89	28,86	47,07	49,94	40,67	32,20	28,78	31,95	27,16
feb.05	34,89	32,13	28,88	27,44	28,23	35,60	41,86	39,95	35,82	32,91	35,30	32,59
mar.05	32,69	28,76	25,50	24,06	23,12	25,70	34,71	41,06	35,89	33,30	33,55	28,86
apr.05	30,76	27,27	24,01	22,26	21,52	22,57	24,67	27,62	32,24	32,59	30,99	25,55
maj.05	30,98	27,66	24,70	22,98	22,47	22,77	24,55	25,18	25,96	27,33	28,02	24,06
jun.05	32,65	29,78	26,68	25,84	25,70	26,49	27,37	27,17	27,49	28,05	31,08	27,72
jul.05	36,37	33,89	30,75	29,77	29,06	30,12	31,04	30,13	30,44	30,36	33,08	30,06
avg.05	35,39	32,32	30,26	29,46	28,52	29,42	30,81	30,71	31,98	33,39	34,06	30,00
sep.05	36,89	32,02	29,66	28,16	27,91	29,01	31,56	35,85	42,38	36,37	33,50	28,75
okt.05	35,75	32,54	29,95	28,48	28,46	31,80	39,36	48,18	42,12	36,73	36,34	31,44
nov.05	35,49	31,43	29,19	28,66	33,19	47,87	59,51	46,51	37,74	33,48	35,93	30,76
dec.05	33,97	29,98	28,30	27,96	36,38	78,77	62,60	42,08	35,24	31,43	33,29	28,89

Vir: Golob et al., 2004, str. 30, European Union Energy Outlook to 2020, 1999, str. 180.

Tabela 23: Izvozne cene električne energije za Hrvatsko za nedelavnike za leto 2010 (v EUR/MWh, v stalnih cenah na dan 31.12.2003) – 1.del

	1:00 AM	2:00 AM	3:00 AM	4:00 AM	5:00 AM	6:00 AM	7:00 AM	8:00 AM	9:00 AM	10:00 AM	11:00 AM	12:00 AM
jan.10	27,70	24,18	21,97	19,98	19,08	18,45	14,55	17,99	20,94	26,32	29,62	34,21
feb.10	32,61	29,26	26,87	24,83	23,51	22,59	19,04	21,60	24,61	29,79	33,73	36,85
mar.10	28,22	24,05	22,58	21,66	21,55	21,35	18,06	19,26	22,91	29,01	31,67	34,42
apr.10	25,65	22,08	20,67	20,11	20,55	20,60	17,47	18,69	22,45	28,34	31,52	34,73
maj.10	22,84	19,82	17,65	16,62	16,75	16,49	15,85	18,50	22,38	27,53	30,55	32,50
jun.10	25,27	21,59	18,99	18,50	17,68	16,99	17,08	20,61	24,49	29,85	32,54	35,43
jul.10	28,90	25,66	23,34	22,40	21,54	20,38	20,56	23,92	27,99	32,21	35,10	37,55
avg.10	28,43	24,47	22,73	21,35	21,11	19,89	18,70	22,97	27,45	31,96	33,46	36,85
sep.10	29,38	25,70	23,66	22,19	21,36	22,82	23,24	25,39	28,96	33,44	35,63	39,30
okt.10	30,49	25,77	23,85	22,44	21,97	22,37	21,87	23,89	27,47	32,20	35,04	38,65
nov.10	30,14	24,26	22,90	22,22	21,93	22,20	19,89	23,15	25,86	31,41	33,71	36,91
dec.10	28,18	22,15	19,44	19,47	19,42	19,28	16,78	19,96	22,45	27,38	31,65	36,31

Vir: Golob et al., 2004, str. 30, European Union Energy Outlook to 2020, 1999, str. 180.

Tabela 24: Izvozne cene električne energije za Hrvatsko za nedelavnike za leto 2010 (v EUR/MWh, v stalnih cenah na dan 31.12.2003) – 2.del

	1:00 PM	2:00 PM	3:00 PM	4:00 PM	5:00 PM	6:00 PM	7:00 PM	8:00 PM	9:00 PM	10:00 PM	11:00 PM	12:00 PM
jan.10	31,42	28,71	26,31	25,32	28,20	45,83	48,62	39,63	31,43	28,12	31,19	26,55
feb.10	34,04	31,37	28,22	26,83	27,59	34,73	40,79	38,94	34,94	32,12	34,43	31,82
mar.10	31,91	28,10	24,94	23,55	22,64	25,14	33,87	40,01	35,01	32,50	32,74	28,20
apr.10	30,04	26,66	23,50	21,81	21,09	22,11	24,15	27,00	31,48	31,81	30,26	24,99
maj.10	30,25	27,04	24,18	22,50	22,01	22,30	24,03	24,64	25,39	26,72	27,39	23,55
jun.10	31,87	29,09	26,09	25,28	25,14	25,90	26,76	26,57	26,88	27,41	30,36	27,09
jul.10	35,47	33,07	30,03	29,08	28,40	29,42	30,31	29,43	29,73	29,65	32,28	29,36
avg.10	34,53	31,55	29,56	28,78	27,87	28,74	30,09	29,99	31,22	32,58	33,24	29,31
sep.10	35,98	31,26	28,97	27,52	27,28	28,34	30,82	34,97	41,30	35,47	32,69	28,10
okt.10	34,87	31,76	29,26	27,83	27,81	31,05	38,37	46,91	41,04	35,82	35,44	30,70
nov.10	34,62	30,69	28,52	28,01	32,39	46,61	57,88	45,29	36,80	32,68	35,05	30,04
dec.10	33,15	29,28	27,66	27,33	35,48	76,53	60,87	41,00	34,38	30,69	32,49	28,23

Vir: Golob et al., 2004, str. 30, European Union Energy Outlook to 2020, 1999, str. 180.

PRILOGA 8: REZULTATI SIMULACIJE TRGA Z ELEKTRIČNO ENERGIJO

1. Napoved tržnih cen električne energije

Tabela 1: Rezultati napovedi tržnih cen električne energije v Sloveniji za tretjo sredo v mesecu za leto 2005 (v EUR/MWh, v stalnih cenah na dan 31.12.2003) – 1.del

	1:00 AM	2:00 AM	3:00 AM	4:00 AM	5:00 AM	6:00 AM	7:00 AM	8:00 AM	9:00 AM	10:00 AM	11:00 AM	12:00 AM
jan.05	37,44	39,14	38,58	39,54	38,96	61,11	61,11	61,11	61,12	61,15	61,18	61,23
feb.05	38,96	39,54	35,00	39,54	80,14	61,11	61,10	61,11	61,13	61,20	61,29	61,41
mar.05	38,58	39,14	39,14	39,14	39,57	38,98	38,98	38,98	38,98	38,98	38,98	38,98
apr.05	39,14	39,14	39,14	39,14	39,14	39,14	39,60	39,60	35,04	38,58	35,05	35,07
maj.05	39,14	39,14	39,14	39,14	39,14	39,14	38,58	38,58	38,58	38,58	39,63	43,87
jun.05	39,14	39,14	39,14	39,14	39,14	39,14	39,14	35,60	38,58	38,58	38,58	35,16
jul.05	38,58	39,14	39,14	39,14	39,14	38,58	38,58	38,58	78,21	65,44	78,07	109,88
avg.05	39,14	39,14	39,14	39,14	39,14	39,14	39,68	39,07	48,61	84,11	61,07	61,24
sep.05	39,14	39,14	39,14	39,14	39,14	39,65	39,04	39,04	41,52	47,18	50,46	55,96
okt.05	38,58	39,14	39,14	39,14	39,14	39,61	39,01	44,98	62,29	68,98	73,23	77,31
nov.05	38,76	39,14	39,14	39,14	39,14	39,57	38,98	42,21	44,59	56,89	38,98	57,71
dec.05	38,58	39,14	39,14	39,14	39,55	38,96	38,96	38,96	38,96	40,98	40,65	40,33

Vir: Rezultat simulacije trga z električno energijo za leto 2005.

Tabela 2: Rezultati napovedi tržnih cen električne energije v Sloveniji za tretjo sredo v mesecu za leto 2005 (v EUR/MWh, v stalnih cenah na dan 31.12.2003) – 2.del

	1:00 PM	2:00 PM	3:00 PM	4:00 PM	5:00 PM	6:00 PM	7:00 PM	8:00 PM	9:00 PM	10:00 PM	11:00 PM	12:00 PM
jan.05	61,28	61,32	61,34	61,32	61,27	61,24	141,42	65,79	38,96	38,96	38,96	39,54
feb.05	61,54	61,66	61,71	61,71	61,61	61,49	61,40	61,34	59,06	62,56	97,80	38,96
mar.05	38,98	38,98	38,98	38,98	38,98	38,98	38,99	40,67	38,99	38,99	38,98	39,58
apr.05	38,58	38,58	38,58	38,58	35,80	38,58	38,58	38,58	38,58	38,58	39,14	39,14
maj.05	39,63	38,58	38,58	39,14	39,14	39,14	39,14	39,14	39,14	39,14	39,14	39,14
jun.05	38,58	38,58	35,17	38,58	37,60	39,14	39,14	39,14	39,14	39,14	39,14	39,14
jul.05	69,45	70,12	67,54	70,79	42,84	39,50	38,58	38,58	38,58	38,58	38,58	38,58
avg.05	61,38	61,46	62,05	78,73	103,64	39,07	43,34	39,68	38,58	38,58	39,14	39,14
sep.05	47,16	49,04	45,00	41,34	39,04	39,04	39,04	39,04	40,76	39,04	39,65	38,58
okt.05	56,73	59,57	50,61	47,61	43,84	72,37	64,52	62,38	46,92	39,01	39,01	39,61
nov.05	47,04	47,42	44,39	42,02	51,44	98,59	96,66	50,71	42,05	39,58	38,58	38,58
dec.05	38,96	38,96	38,97	38,97	44,87	65,74	46,98	39,78	38,97	38,97	39,55	38,58

Vir: Rezultat simulacije trga z električno energijo za leto 2005.

Tabela 3: Rezultati napovedi tržnih cen električne energije v Sloveniji za tretjo soboto v mesecu za leto 2005 (v EUR/MWh, v stalnih cenah na dan 31.12.2003) – 1.del

	1:00 AM	2:00 AM	3:00 AM	4:00 AM	5:00 AM	6:00 AM	7:00 AM	8:00 AM	9:00 AM	10:00 AM	11:00 AM	12:00 AM
jan.05	35,12	37,61	39,14	39,14	39,14	40,49	39,39	38,96	38,96	38,96	38,96	38,96
feb.05	40,46	37,44	39,14	39,14	39,14	38,58	35,00	35,00	38,58	39,54	38,96	38,96
mar.05	39,14	39,14	39,14	39,14	39,14	39,14	39,14	39,14	39,14	39,14	39,14	39,14
apr.05	38,58	38,58	38,58	35,00	35,00	32,52	32,94	38,58	38,58	30,98	38,58	30,55
maj.05	38,58	38,58	38,58	38,58	38,58	38,58	38,58	38,58	38,58	38,58	38,58	38,58
jun.05	38,58	33,57	38,58	33,57	38,58	38,58	33,57	38,58	33,57	30,50	30,14	38,58
jul.05	38,58	38,58	38,58	38,58	38,58	38,58	38,58	38,58	38,58	38,58	38,58	38,58
avg.05	38,58	38,58	38,58	38,58	38,58	38,58	38,58	38,58	38,58	38,58	38,58	38,58
sep.05	38,58	38,58	38,58	38,58	38,58	38,58	38,58	38,58	38,58	38,58	38,58	38,58
okt.05	38,58	38,58	38,58	33,70	35,00	38,58	38,58	38,58	38,58	38,58	38,58	31,90
nov.05	38,58	38,58	38,58	38,58	38,58	30,79	38,58	38,58	38,58	38,58	30,52	38,58
dec.05	30,51	33,14	35,00	35,00	34,45	30,84	30,51	30,51	30,51	30,51	30,51	30,51

Vir: Rezultat simulacije trga z električno energijo za leto 2005.

Tabela 4: Rezultati napovedi tržnih cen električne energije v Sloveniji za tretjo soboto v mesecu za leto 2005 (v EUR/MWh, v stalnih cenah na dan 31.12.2003) – 2.del

	1:00 PM	2:00 PM	3:00 PM	4:00 PM	5:00 PM	6:00 PM	7:00 PM	8:00 PM	9:00 PM	10:00 PM	11:00 PM	12:00 PM
jan.05	39,53	40,38	40,38	35,01	39,54	39,57	42,44	39,54	37,45	35,85	37,72	39,14
feb.05	38,96	39,54	35,03	35,03	40,05	39,17	38,96	39,54	35,01	35,01	35,01	35,01
mar.05	39,14	39,14	39,14	39,14	39,14	39,14	35,68	35,52	37,82	39,14	39,14	39,14
apr.05	30,55	33,23	35,00	35,00	38,58	38,58	38,58	38,58	34,00	38,58	38,58	35,00
maj.05	38,58	38,58	38,58	38,58	38,58	38,58	38,58	38,58	38,58	38,58	38,58	38,58
jun.05	38,58	30,42	32,56	38,58	33,57	38,58	38,58	38,58	33,57	38,58	33,57	38,58
jul.05	38,58	38,58	38,58	38,58	38,58	38,58	38,58	38,58	38,58	38,58	38,58	38,58
avg.05	38,58	38,58	38,58	38,58	38,58	38,58	38,58	38,58	38,58	38,58	38,58	38,58
sep.05	38,58	38,58	38,58	38,58	38,58	38,58	38,58	38,58	38,58	38,58	38,58	38,58
okt.05	38,58	38,58	38,58	38,58	38,58	30,54	38,58	40,68	38,58	38,58	38,58	38,58
nov.05	38,58	30,53	30,53	30,53	38,58	40,37	39,58	30,52	30,52	33,17	35,00	35,00
dec.05	30,51	30,51	30,51	30,51	39,55	75,39	55,10	39,55	30,51	30,51	30,51	30,53

Vir: Rezultat simulacije trga z električno energijo za leto 2005.

Tabela 5: Rezultati napovedi tržnih cen električne energije v Sloveniji za tretjo nedeljo v mesecu za leto 2005 (v EUR/MWh, v stalnih cenah na dan 31.12.2003) – 1.del

	1:00 AM	2:00 AM	3:00 AM	4:00 AM	5:00 AM	6:00 AM	7:00 AM	8:00 AM	9:00 AM	10:00 AM	11:00 AM	12:00 AM
jan.05	39,14	39,14	39,14	39,14	39,14	39,14	39,14	39,14	35,59	35,01	35,01	35,01
feb.05	37,49	39,14	39,14	39,14	39,14	39,14	39,14	35,58	35,00	35,01	35,01	35,02
mar.05	39,14	39,14	39,14	39,14	39,14	39,14	39,14	39,14	39,14	39,14	39,14	39,14
apr.05	35,00	38,58	35,00	35,00	35,00	35,00	35,00	35,00	35,00	35,00	34,75	38,58
maj.05	38,58	38,58	38,58	38,58	38,58	38,58	38,58	38,58	38,58	38,58	38,58	38,58
jun.05	33,57	33,57	38,58	38,58	33,57	33,57	38,58	33,57	38,58	30,73	38,58	31,64
jul.05	38,58	38,58	38,58	38,58	38,58	38,58	38,58	38,58	38,58	38,58	38,58	38,58
avg.05	38,58	38,58	38,58	38,58	38,58	38,58	38,58	38,58	38,58	38,58	38,58	38,58
sep.05	38,58	38,58	38,58	38,58	38,58	38,58	38,58	38,58	38,58	38,58	38,58	38,58
okt.05	38,58	38,58	38,58	38,58	38,58	38,58	38,58	38,58	38,58	30,54	38,58	38,58
nov.05	35,00	38,58	38,58	35,00	35,00	38,58	35,00	35,00	32,02	30,63	30,52	38,58
dec.05	33,20	35,00	35,00	35,00	35,00	35,00	35,00	31,70	30,57	30,51	30,51	30,51

Vir: Rezultat simulacije trga z električno energijo za leto 2005.

Tabela 6: Rezultati napovedi tržnih cen električne energije v Sloveniji za tretjo nedeljo v mesecu za leto 2005 (v EUR/MWh, v stalnih cenah na dan 31.12.2003) – 2.del

	1:00 PM	2:00 PM	3:00 PM	4:00 PM	5:00 PM	6:00 PM	7:00 PM	8:00 PM	9:00 PM	10:00 PM	11:00 PM	12:00 PM
jan.05	35,01	37,50	39,14	39,14	35,62	39,57	42,44	39,54	35,01	35,01	37,49	39,14
feb.05	35,02	35,02	37,52	39,14	35,65	35,02	35,02	35,02	35,01	35,01	35,01	35,01
mar.05	39,14	39,14	39,14	39,14	39,14	39,14	39,14	39,14	39,14	39,14	39,14	39,14
apr.05	38,58	35,00	35,00	35,00	35,00	35,00	35,00	38,58	38,58	35,00	38,58	38,58
maj.05	38,58	38,58	38,58	38,58	38,58	38,58	38,58	38,58	38,58	38,58	38,58	38,58
jun.05	33,06	38,58	38,58	38,58	33,57	38,58	38,58	33,57	33,57	38,58	38,58	33,57
jul.05	38,58	38,58	38,58	38,58	38,58	38,58	38,58	38,58	38,58	38,58	38,58	38,58
avg.05	38,58	38,58	38,58	38,58	38,58	38,58	35,00	35,00	33,16	34,33	34,60	38,58
sep.05	38,58	38,58	38,58	38,58	38,58	38,58	38,58	38,58	34,88	30,55	30,55	33,23
okt.05	38,58	30,84	38,58	35,00	38,58	38,58	38,58	40,68	38,58	33,21	38,58	30,94
nov.05	33,18	35,00	35,00	38,58	38,58	40,37	52,01	39,58	38,58	33,14	38,58	31,17
dec.05	30,51	30,51	30,51	30,51	39,55	90,39	38,97	39,55	30,51	30,54	30,78	33,56

Vir: Rezultat simulacije trga z električno energijo za leto 2005.

Tabela 7: Rezultati napovedi tržnih cen električne energije v Sloveniji za tretjo sredo v mesecu za leto 2010 (v EUR/MWh, v stalnih cenah na dan 31.12.2003) – 1.del

	1:00 AM	2:00 AM	3:00 AM	4:00 AM	5:00 AM	6:00 AM	7:00 AM	8:00 AM	9:00 AM	10:00 AM	11:00 AM	12:00 AM
jan.10	39,93	39,53	36,02	39,93	39,35	63,52	63,52	63,52	63,53	63,55	63,59	63,64
feb.10	39,35	39,61	39,80	39,45	73,18	63,51	63,51	63,51	63,54	63,60	63,69	63,83
mar.10	56,35	39,53	56,35	39,53	56,35	56,35	88,00	107,40	39,37	39,37	39,37	39,37
apr.10	39,53	39,53	39,53	39,53	39,53	36,01	40,00	39,39	39,39	39,39	39,39	39,39
maj.10	56,35	56,35	56,35	39,53	56,35	56,35	56,35	56,35	56,35	56,35	56,35	56,35
jun.10	56,35	56,35	56,35	39,53	39,53	56,35	56,35	37,60	56,35	63,06	73,16	68,12
jul.10	56,35	56,35	56,35	56,35	56,35	56,35	56,35	56,35	63,08	68,01	76,21	106,05
avg.10	39,53	39,53	39,53	39,53	39,53	39,53	36,12	40,08	39,46	39,46	39,46	39,46
sep.10	56,35	56,35	56,35	56,35	56,35	56,35	56,35	56,35	56,35	56,35	56,35	56,35
okt.10	37,88	56,35	56,35	56,35	56,35	56,35	56,35	56,35	64,59	67,35	71,49	75,47
nov.10	37,88	39,53	39,53	39,53	35,99	39,97	39,37	41,22	43,54	55,54	57,02	56,35
dec.10	37,82	39,53	39,53	39,53	39,94	39,36	90,11	39,36	39,36	40,01	39,69	39,38

Vir: Rezultat simulacije trga z električno energijo za leto 2010.

Tabela 8: Rezultati napovedi tržnih cen električne energije v Sloveniji za tretjo sredo v mesecu za leto 2010 (v EUR/MWh, v stalnih cenah na dan 31.12.2003) – 2.del

	1:00 PM	2:00 PM	3:00 PM	4:00 PM	5:00 PM	6:00 PM	7:00 PM	8:00 PM	9:00 PM	10:00 PM	11:00 PM	12:00 PM
jan.10	63,69	63,73	63,75	63,73	122,28	133,69	92,76	63,60	63,58	73,62	61,24	108,27
feb.10	63,96	64,08	64,13	64,13	64,03	63,91	63,82	63,75	63,69	87,73	76,46	98,89
mar.10	39,37	56,35	39,37	39,37	39,38	56,35	74,03	109,15	56,35	39,38	39,38	39,98
apr.10	39,39	39,38	39,39	39,99	35,43	35,42	39,99	39,39	39,99	35,39	35,39	37,91
maj.10	56,35	56,35	56,35	56,35	56,35	56,35	56,35	56,35	56,35	56,35	56,35	56,35
jun.10	68,38	68,49	68,49	56,35	38,32	56,35	56,35	56,35	56,35	39,53	39,53	56,35
jul.10	69,21	69,37	69,37	107,04	56,35	56,35	56,35	56,35	56,35	56,35	56,35	56,35
avg.10	39,46	39,46	39,46	39,46	39,46	39,46	40,08	37,98	39,53	39,53	39,53	39,53
sep.10	56,35	56,35	56,35	56,35	56,35	56,35	56,35	56,35	56,35	56,35	56,35	56,35
okt.10	65,50	65,62	56,35	46,12	42,47	65,13	64,98	64,84	56,35	39,40	39,40	56,35
nov.10	45,56	45,94	56,35	40,71	49,83	118,18	65,12	49,12	40,74	39,37	39,37	39,97
dec.10	39,36	39,36	39,36	39,36	43,47	63,68	45,51	39,36	39,36	39,36	39,36	39,95

Vir: Rezultat simulacije trga z električno energijo za leto 2010.

Tabela 9: Rezultati napovedi tržnih cen električne energije v Sloveniji za tretjo soboto v mesecu za leto 2010 (v EUR/MWh, v stalnih cenah na dan 31.12.2003) – 1.del

	1:00 AM	2:00 AM	3:00 AM	4:00 AM	5:00 AM	6:00 AM	7:00 AM	8:00 AM	9:00 AM	10:00 AM	11:00 AM	12:00 AM
jan.10	35,36	37,81	39,53	39,53	39,53	39,93	39,35	39,35	39,35	39,35	39,35	39,35
feb.10	39,94	37,86	39,53	39,53	39,53	39,94	39,35	39,35	39,35	39,35	39,35	39,35
mar.10	30,83	31,25	31,64	32,49	31,06	30,82	30,82	30,82	30,83	30,83	40,31	39,51
apr.10	33,24	35,05	35,35	35,35	35,35	31,25	30,83	30,83	30,84	30,85	30,85	30,86
maj.10	56,35	56,35	56,35	56,35	56,35	56,35	56,35	56,35	56,35	56,35	56,35	56,35
jun.10	56,35	33,90	33,90	56,35	33,90	56,35	33,90	56,35	56,35	56,35	56,35	30,44
jul.10	56,35	56,35	56,35	56,35	56,35	56,35	56,35	56,35	56,35	56,35	56,35	56,35
avg.10	30,42	30,42	30,42	30,42	30,42	30,42	30,42	30,42	30,43	30,44	30,45	30,45
sep.10	56,35	56,35	56,35	56,35	56,35	56,35	56,35	56,35	56,35	56,35	56,35	56,35
okt.10	30,84	30,84	33,53	35,35	35,24	31,26	30,84	30,84	30,84	30,84	30,85	31,15
nov.10	30,83	32,70	34,98	35,35	32,46	30,94	30,82	30,82	30,82	30,83	30,83	30,83
dec.10	37,86	39,53	39,53	39,53	39,53	39,53	39,53	35,72	35,36	35,36	35,36	35,36

Vir: Rezultat simulacije trga z električno energijo za leto 2010.

Tabela 10: Rezultati napovedi tržnih cen električne energije v Sloveniji za tretjo soboto v mesecu za leto 2010 (v EUR/MWh, v stalnih cenah na dan 31.12.2003) – 2.del

	1:00 PM	2:00 PM	3:00 PM	4:00 PM	5:00 PM	6:00 PM	7:00 PM	8:00 PM	9:00 PM	10:00 PM	11:00 PM	12:00 PM
jan.10	39,35	39,35	39,35	39,35	39,35	39,35	41,12	39,35	39,93	35,36	35,36	37,82
feb.10	39,35	39,35	39,35	39,35	39,35	39,35	39,35	39,35	39,35	39,94	35,36	35,36
mar.10	39,97	30,84	30,85	30,85	30,84	30,84	39,98	39,38	39,98	30,83	30,83	30,83
apr.10	30,86	31,50	34,25	35,35	35,35	35,35	35,35	31,30	30,90	33,65	35,35	35,35
maj.10	56,35	56,35	56,35	56,35	56,35	56,35	56,35	56,35	56,35	56,35	56,35	56,35
jun.10	30,45	56,35	56,35	33,90	33,90	56,35	56,35	33,90	33,90	56,35	33,90	33,90
jul.10	56,35	56,35	56,35	56,35	56,35	56,35	56,35	56,35	56,35	56,35	56,35	56,35
avg.10	30,46	30,46	30,46	30,46	30,46	30,45	30,45	30,44	30,44	30,43	30,43	30,43
sep.10	56,35	56,35	56,35	56,35	56,35	56,35	56,35	56,35	56,35	56,35	56,35	56,35
okt.10	30,86	30,86	30,86	30,86	30,85	30,85	40,01	40,01	33,54	30,84	30,84	30,84
nov.10	30,83	30,83	30,83	30,83	30,83	39,97	50,38	39,97	31,28	30,92	30,85	30,83
dec.10	35,36	37,83	39,53	39,53	39,95	92,18	39,95	37,87	39,53	39,53	39,53	39,53

Vir: Rezultat simulacije trga z električno energijo za leto 2010.

Tabela 11: Rezultati napovedi tržnih cen električne energije v Sloveniji za tretjo nedeljo v mesecu za leto 2010 (v EUR/MWh, v stalnih cenah na dan 31.12.2003) – 1.del

	1:00 AM	2:00 AM	3:00 AM	4:00 AM	5:00 AM	6:00 AM	7:00 AM	8:00 AM	9:00 AM	10:00 AM	11:00 AM	12:00 AM
jan.10	39,53	39,53	39,53	39,53	39,53	39,53	39,53	39,53	35,72	35,36	35,36	39,93
feb.10	35,36	37,86	39,53	39,53	39,53	39,53	39,53	35,94	35,36	39,94	39,35	39,35
mar.10	30,83	33,50	35,35	35,35	32,24	32,33	31,01	30,82	30,83	30,83	30,83	30,84
apr.10	35,35	35,35	35,35	35,35	35,35	35,35	35,35	35,35	35,35	34,06	31,18	32,08
maj.10	56,35	56,35	56,35	56,35	56,35	56,35	56,35	56,35	56,35	56,35	56,35	56,35
jun.10	56,35	56,35	33,90	56,35	56,35	56,35	33,90	33,90	33,90	56,35	30,44	56,35
jul.10	56,35	56,35	56,35	56,35	56,35	56,35	56,35	56,35	56,35	56,35	56,35	56,35
avg.10	30,42	30,50	32,65	31,71	33,06	32,95	33,57	31,03	30,46	30,44	30,45	30,45
sep.10	56,35	56,35	56,35	56,35	56,35	56,35	56,35	56,35	56,35	56,35	56,35	56,35
okt.10	30,84	33,53	35,35	35,35	35,35	35,35	35,35	35,35	31,28	30,84	30,85	31,15
nov.10	32,44	34,85	35,35	35,35	35,35	35,35	35,35	35,35	31,24	30,83	30,83	30,83
dec.10	39,53	39,53	39,53	39,53	39,53	39,53	39,53	39,53	39,53	39,53	39,53	39,53

Vir: Rezultat simulacije trga z električno energijo za leto 2010.

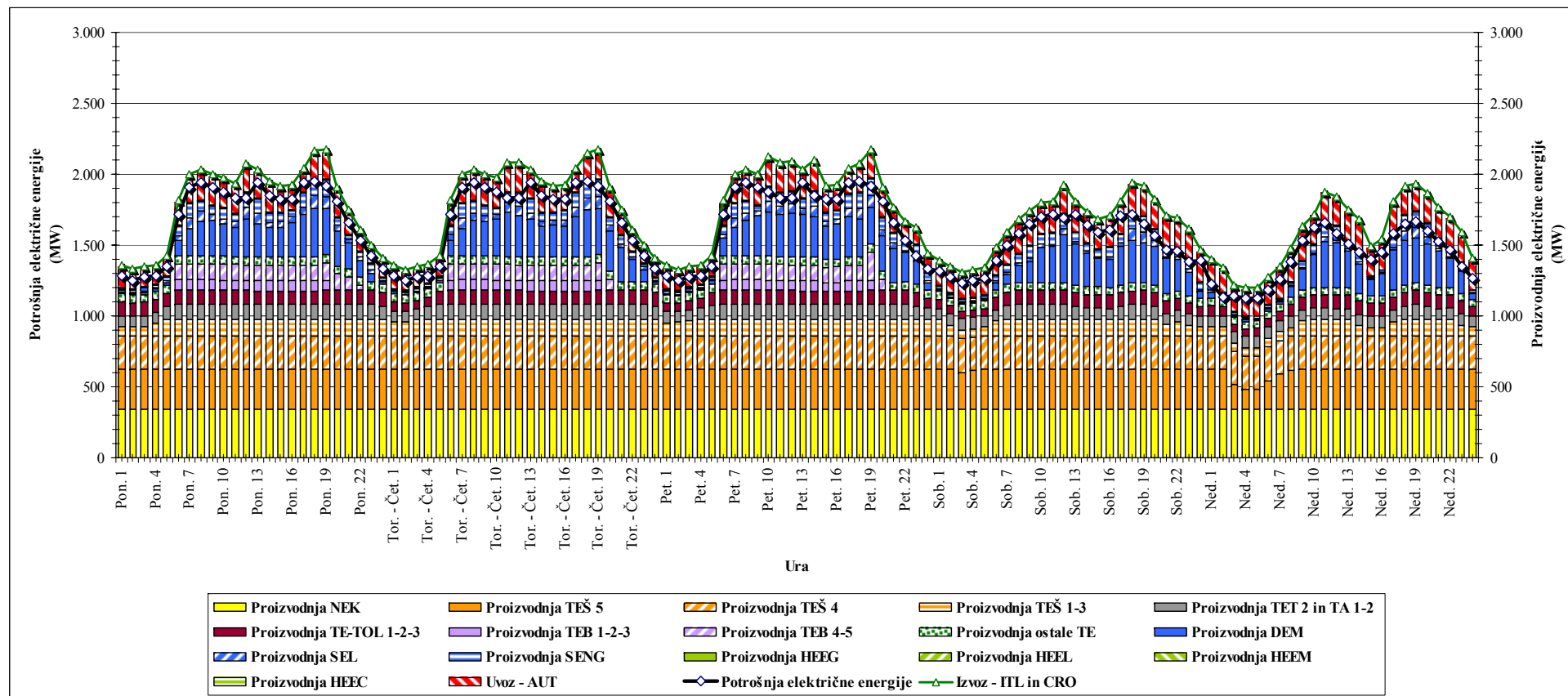
Tabela 12: Rezultati napovedi tržnih cen električne energije v Sloveniji za tretjo nedeljo v mesecu za leto 2010 (v EUR/MWh, v stalnih cenah na dan 31.12.2003) – 2.del

	1:00 PM	2:00 PM	3:00 PM	4:00 PM	5:00 PM	6:00 PM	7:00 PM	8:00 PM	9:00 PM	10:00 PM	11:00 PM	12:00 PM
jan.10	39,93	37,87	39,53	35,75	39,93	39,35	41,12	39,35	39,93	35,36	35,36	37,86
feb.10	39,94	35,38	37,89	39,53	36,01	39,94	39,35	39,35	39,35	39,94	35,36	35,36
mar.10	30,84	30,84	30,85	33,40	32,05	30,93	30,84	32,51	30,83	30,83	30,83	30,83
apr.10	34,62	35,35	35,35	35,35	35,35	35,35	35,35	32,64	31,21	33,19	35,10	33,02
maj.10	56,35	56,35	56,35	56,35	56,35	56,35	56,35	56,35	56,35	56,35	56,35	56,35
jun.10	32,78	33,90	56,35	56,35	33,90	33,90	56,35	56,35	33,90	33,90	56,35	56,35
jul.10	56,35	56,35	56,35	56,35	56,35	56,35	56,35	56,35	56,35	56,35	56,35	56,35
avg.10	30,46	30,46	30,61	32,77	33,90	33,90	30,83	30,44	30,44	30,43	30,43	30,43
sep.10	56,35	56,35	56,35	56,35	56,35	56,35	56,35	56,35	33,80	30,86	30,88	33,60
okt.10	30,86	30,86	31,63	31,25	31,38	30,95	30,87	39,41	33,54	30,84	30,84	30,84
nov.10	30,83	30,83	33,52	31,26	30,83	39,97	50,38	39,97	32,20	31,10	30,83	30,83
dec.10	39,53	39,53	39,53	39,53	39,95	39,36	39,95	37,87	39,53	39,53	39,53	39,53

Vir: Rezultat simulacije trga z električno energijo za leto 2010.

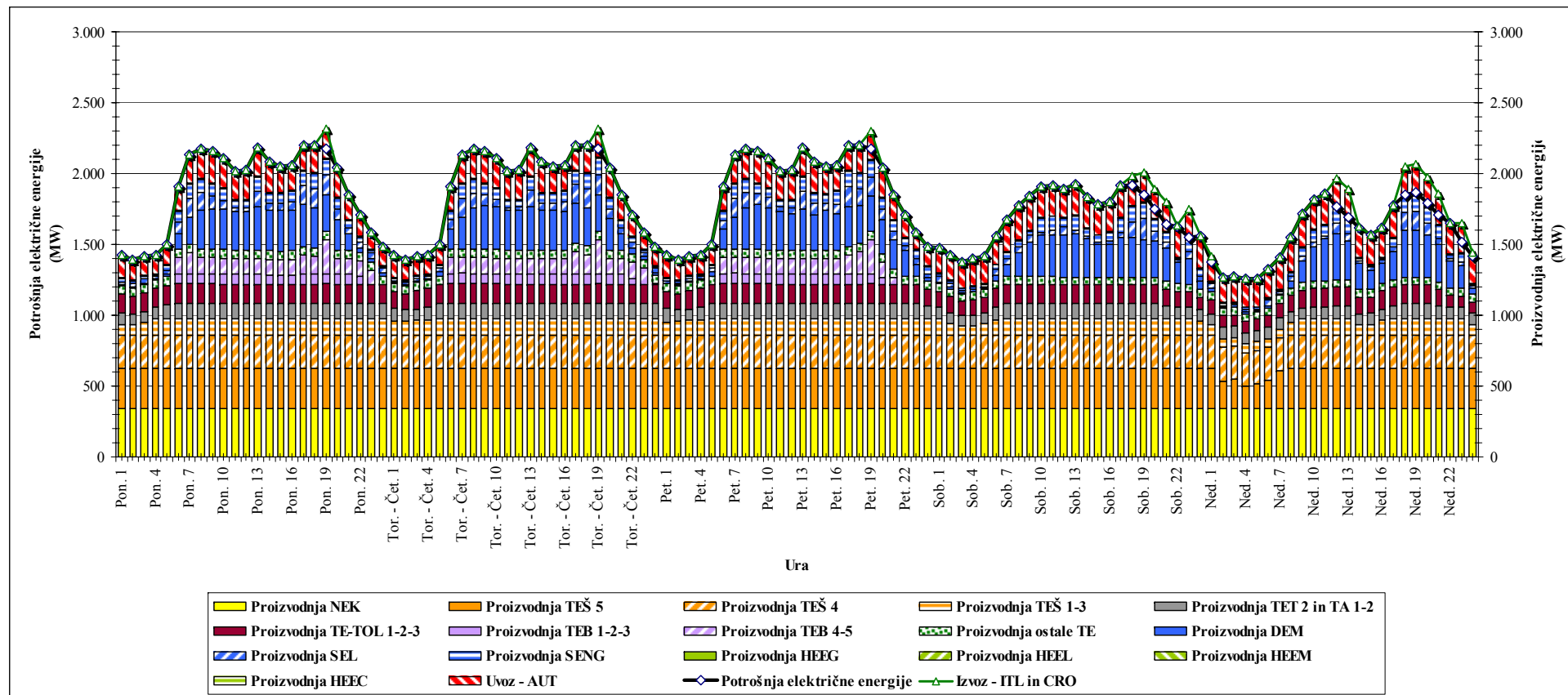
2. Napoved tedenskih diagramov zapolnjevanja proizvodnih kapacitet

Slika 1: Tedenski diagram zapolnjevanja proizvodnih kapacitet za tretji teden v mesecu januarju za leto 2005 v Sloveniji



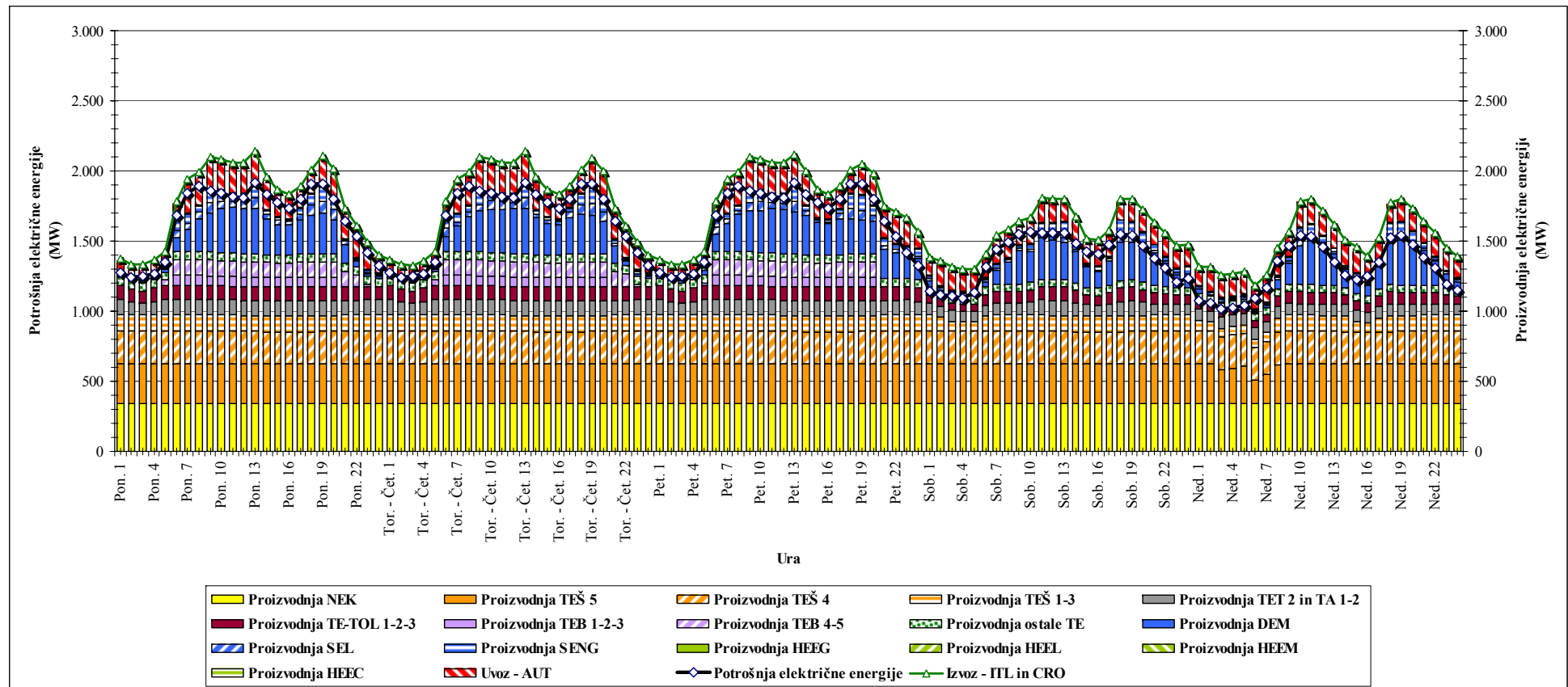
Vir: Rezultat simulacije trga z električno energijo za leto 2005.

Slika 2: Tedenski diagram zapolnjevanja proizvodnih kapacitet za tretji teden v mesecu januarju za leto 2010 v Sloveniji



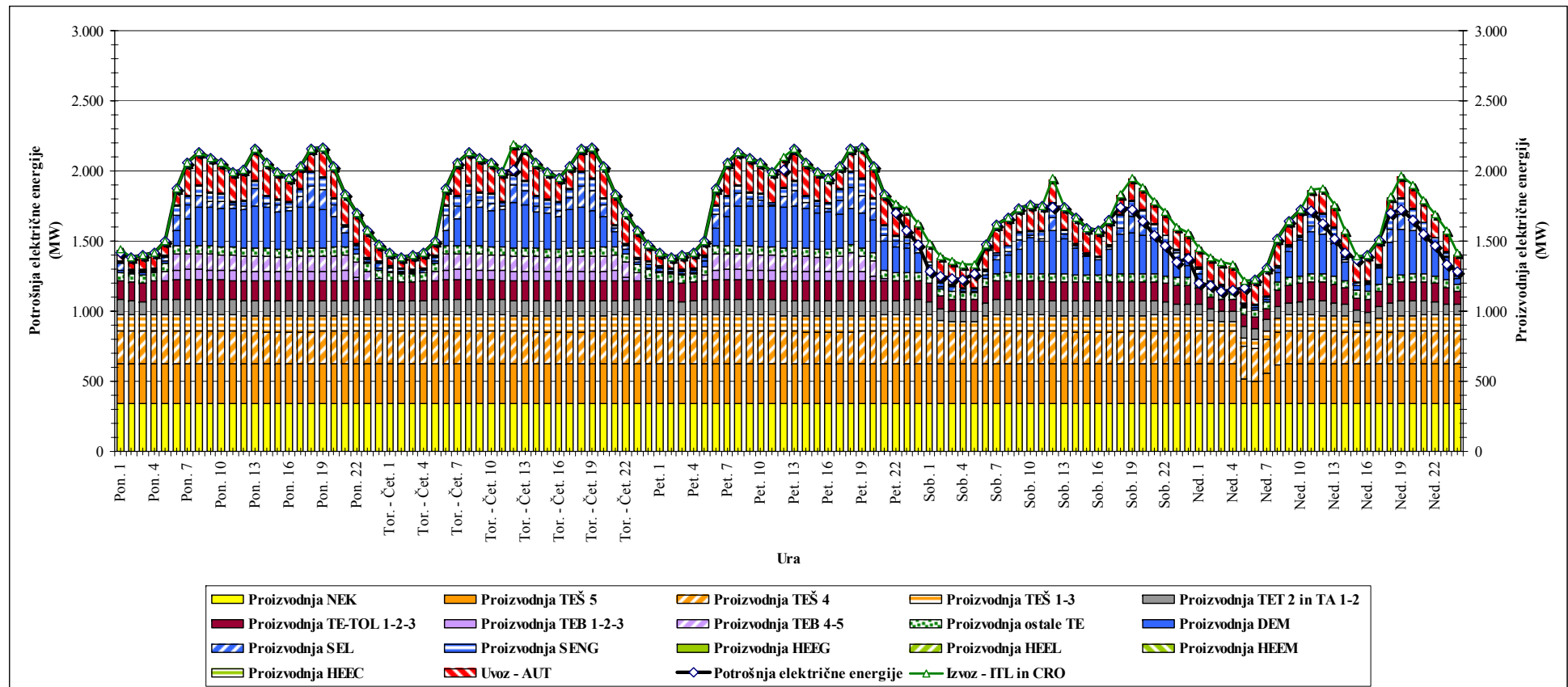
Vir: Rezultat simulacije trga z električno energijo za leto 2010.

Slika 3: Tedenski diagram zapolnjevanja proizvodnih kapacitet za tretji teden v mesecu februarju za leto 2005 v Sloveniji



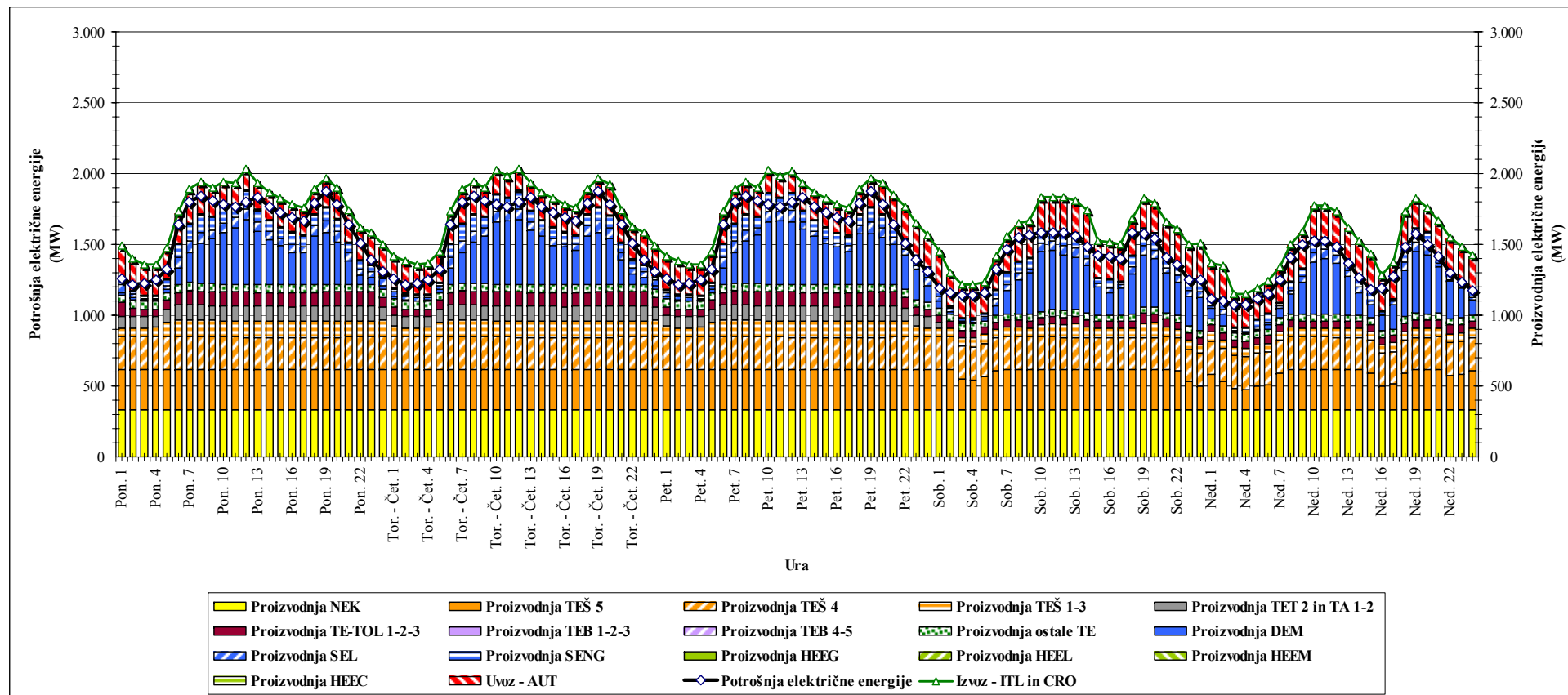
Vir: Rezultat simulacije trga z električno energijo za leto 2005.

Slika 4: Tedenski diagram zapolnjevanja proizvodnih kapacitet za tretji teden v mesecu februarju za leto 2010 v Sloveniji



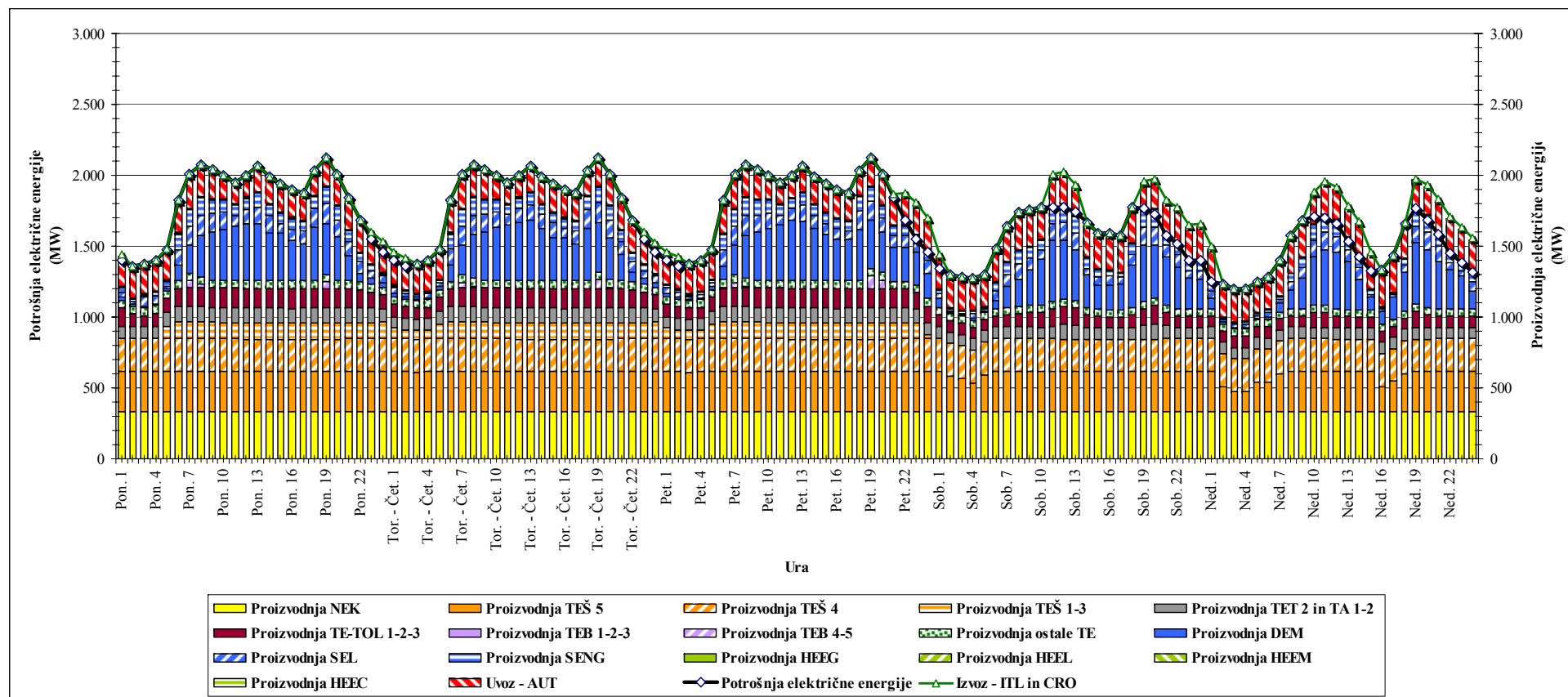
Vir: Rezultat simulacije trga z električno energijo za leto 2010.

Slika 5: Tedenski diagram zapolnjevanja proizvodnih kapacitet za tretji teden v mesecu marcu za leto 2005 v Sloveniji



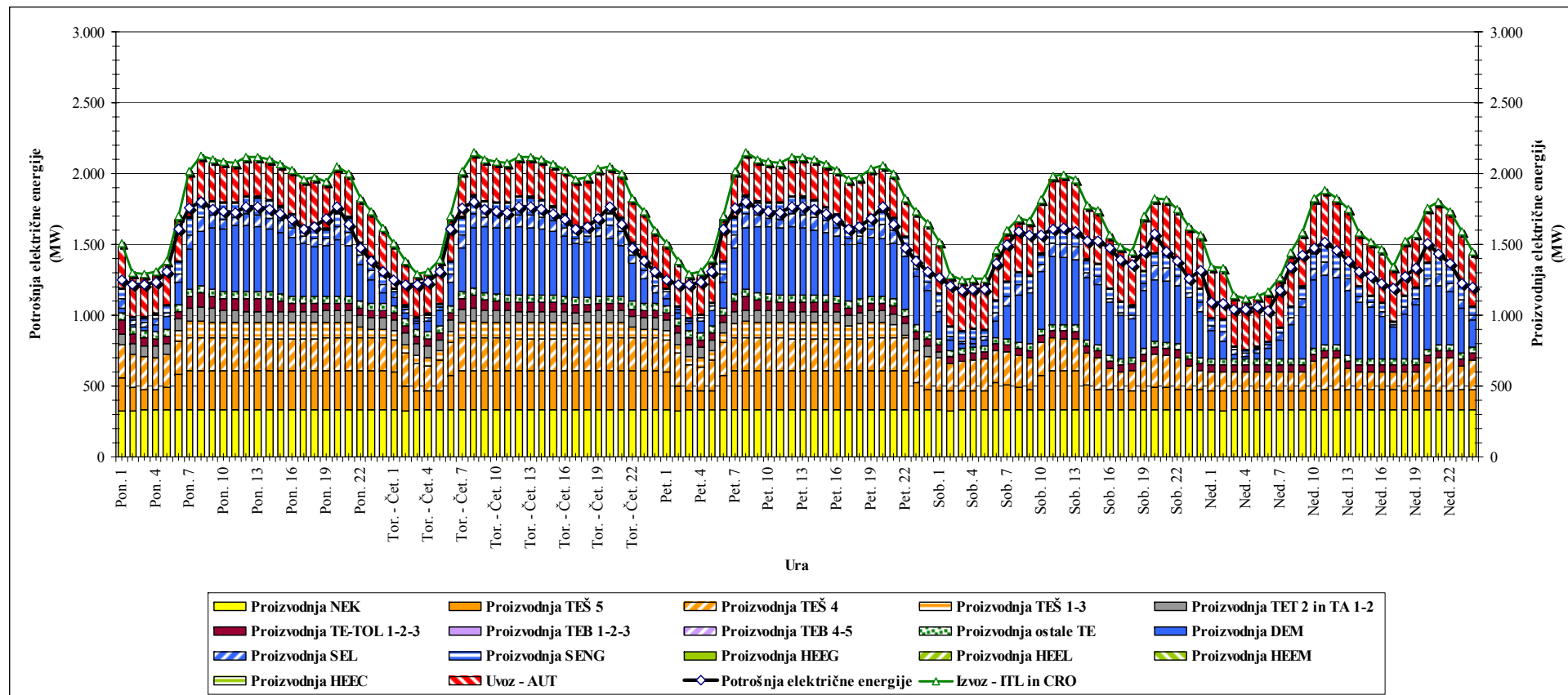
Vir: Rezultat simulacije trga z električno energijo za leto 2005.

Slika 6: Tedenski diagram zapolnjevanja proizvodnih kapacitet za tretji teden v mesecu marcu za leto 2010 v Sloveniji



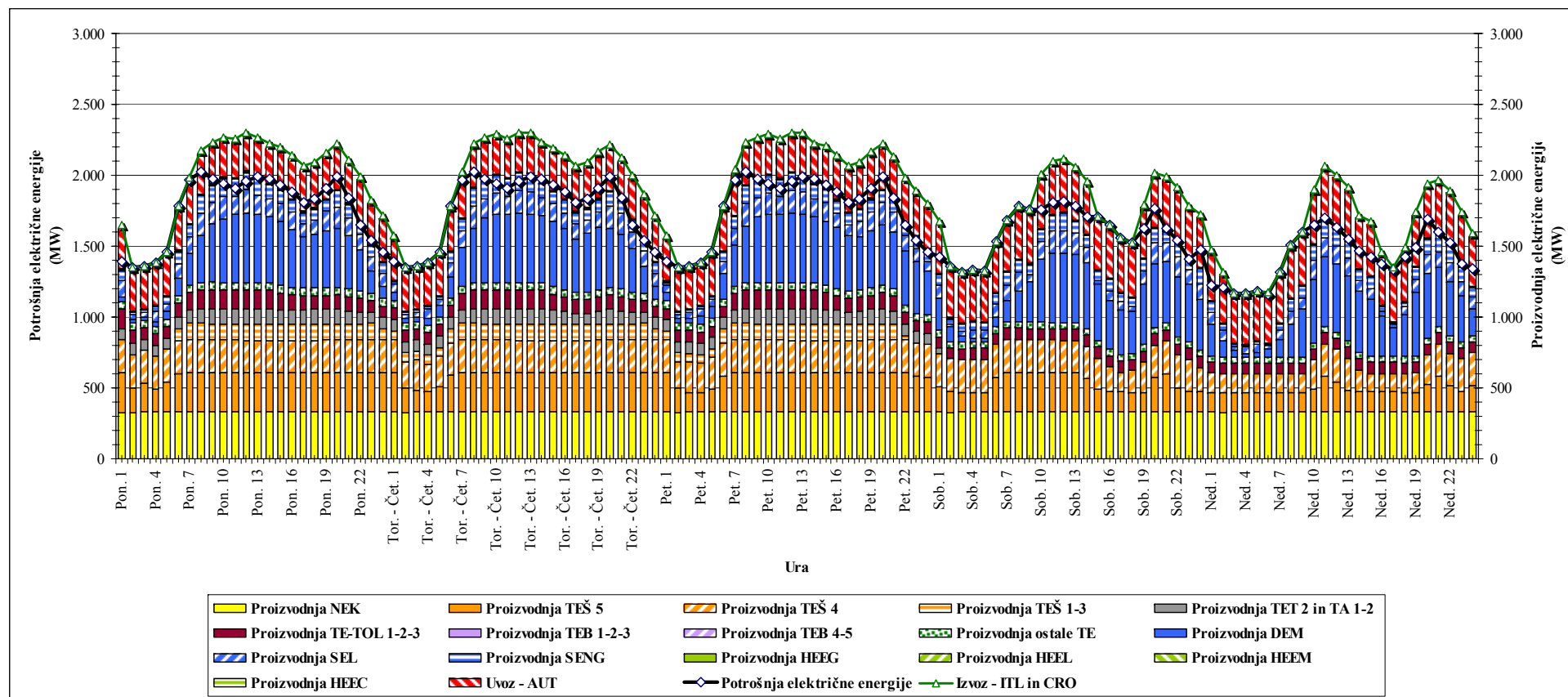
Vir: Rezultat simulacije trga z električno energijo za leto 2010.

Slika 7: Tedenski diagram zapolnjevanja proizvodnih kapacitet za tretji teden v mesecu aprilu za leto 2005 v Sloveniji



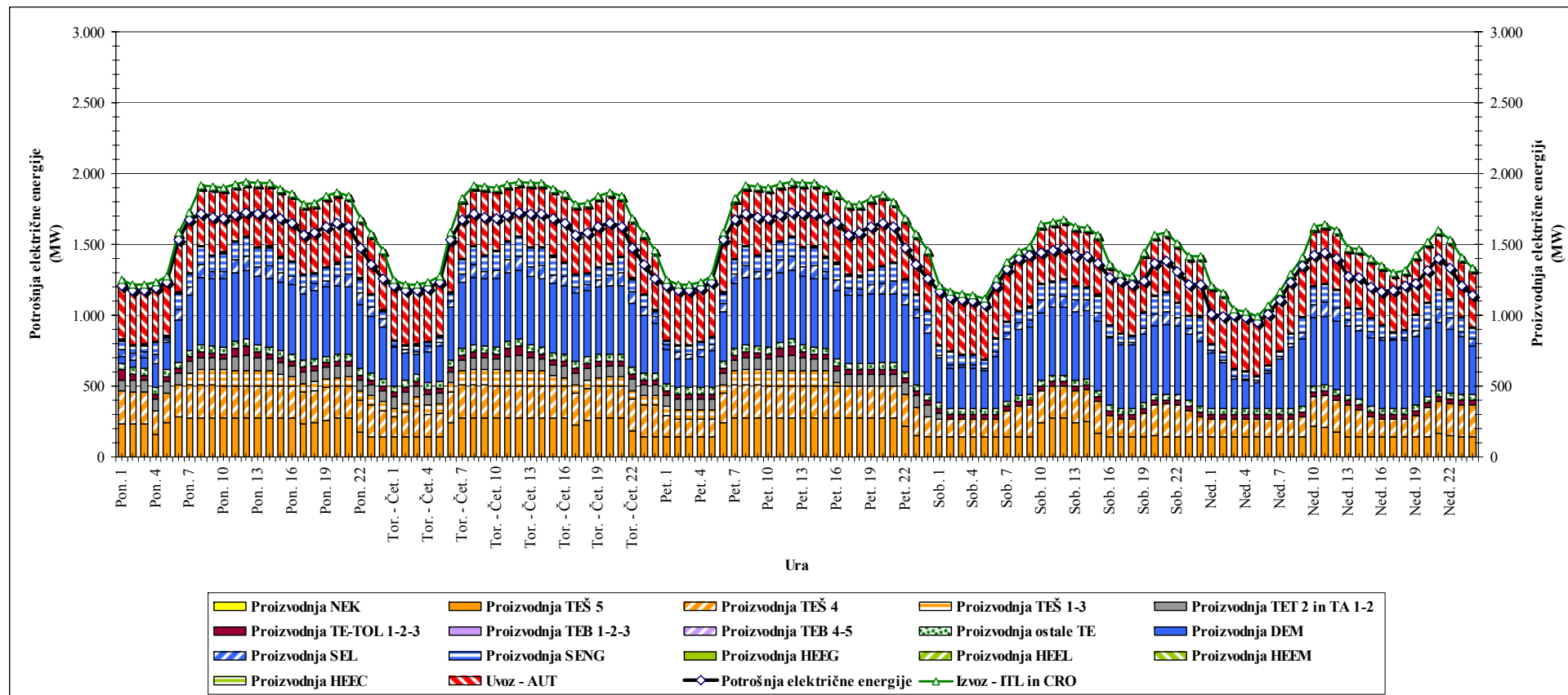
Vir: Rezultat simulacije trga z električno energijo za leto 2005.

Slika 8: Tedenski diagram zapolnjevanja proizvodnih kapacitet za tretji teden v mesecu aprilu za leto 2010 v Sloveniji



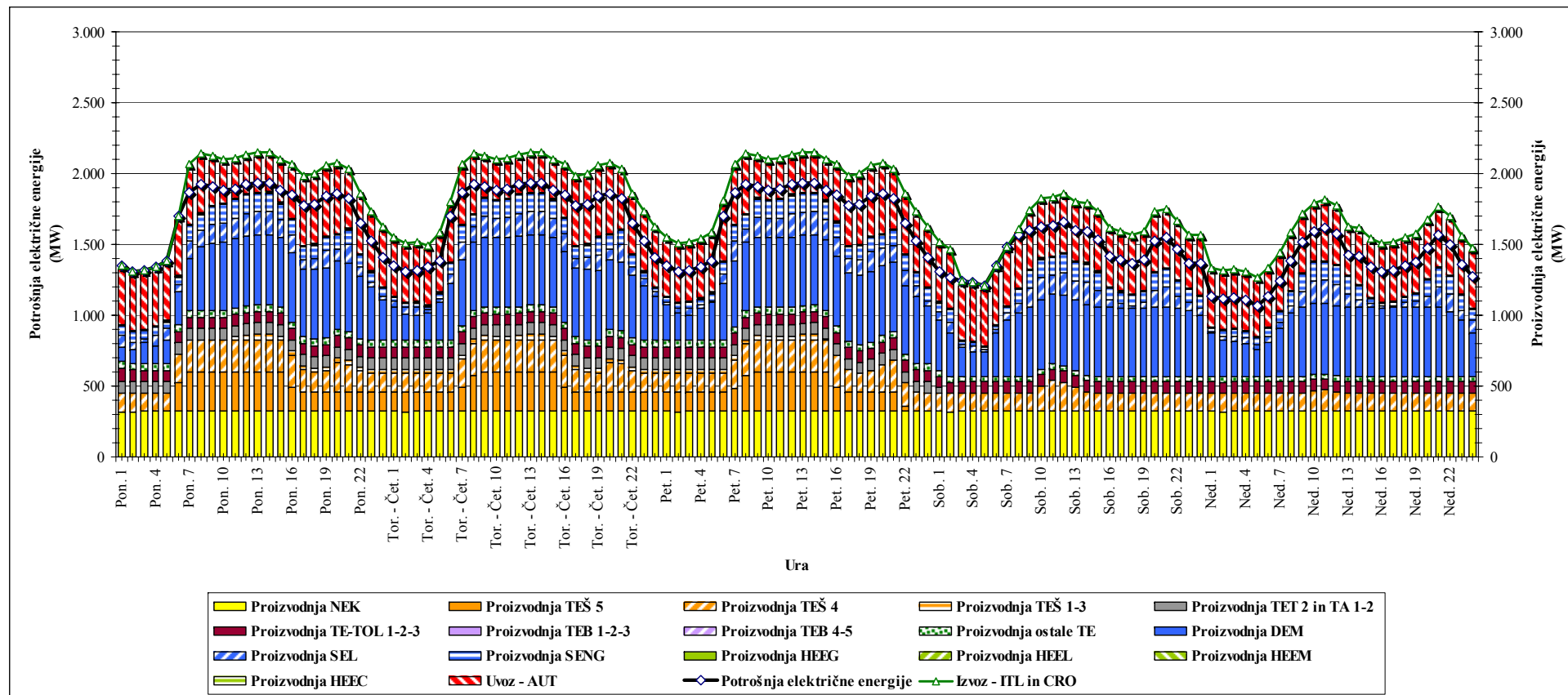
Vir: Rezultat simulacije trga z električno energijo za leto 2010.

Slika 9: Tedenski diagram zapolnjevanja proizvodnih kapacitet za tretji teden v mesecu maju za leto 2005 v Sloveniji



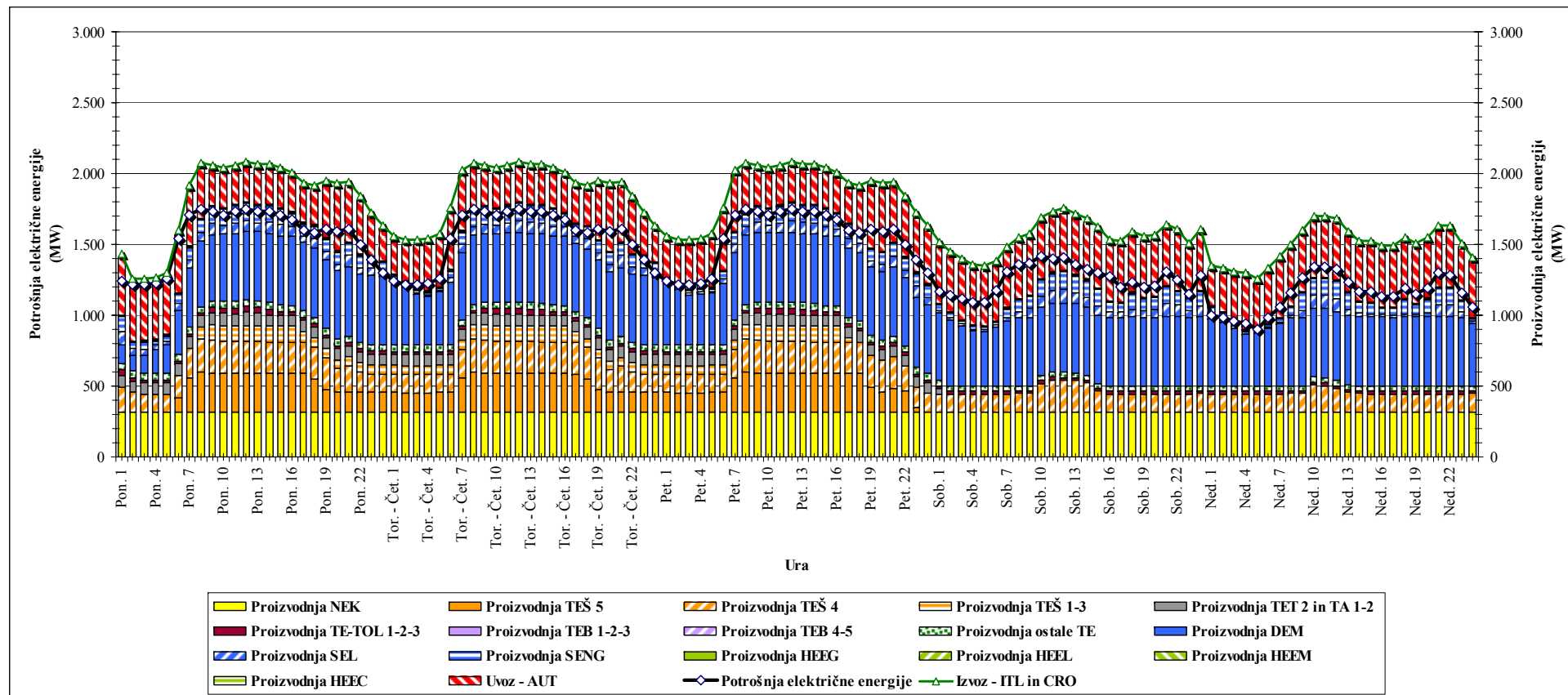
Vir: Rezultat simulacije trga z električno energijo za leto 2005.

Slika 10: Tedenski diagram zapolnjevanja proizvodnih kapacitet za tretji teden v mesecu maju za leto 2010 v Sloveniji



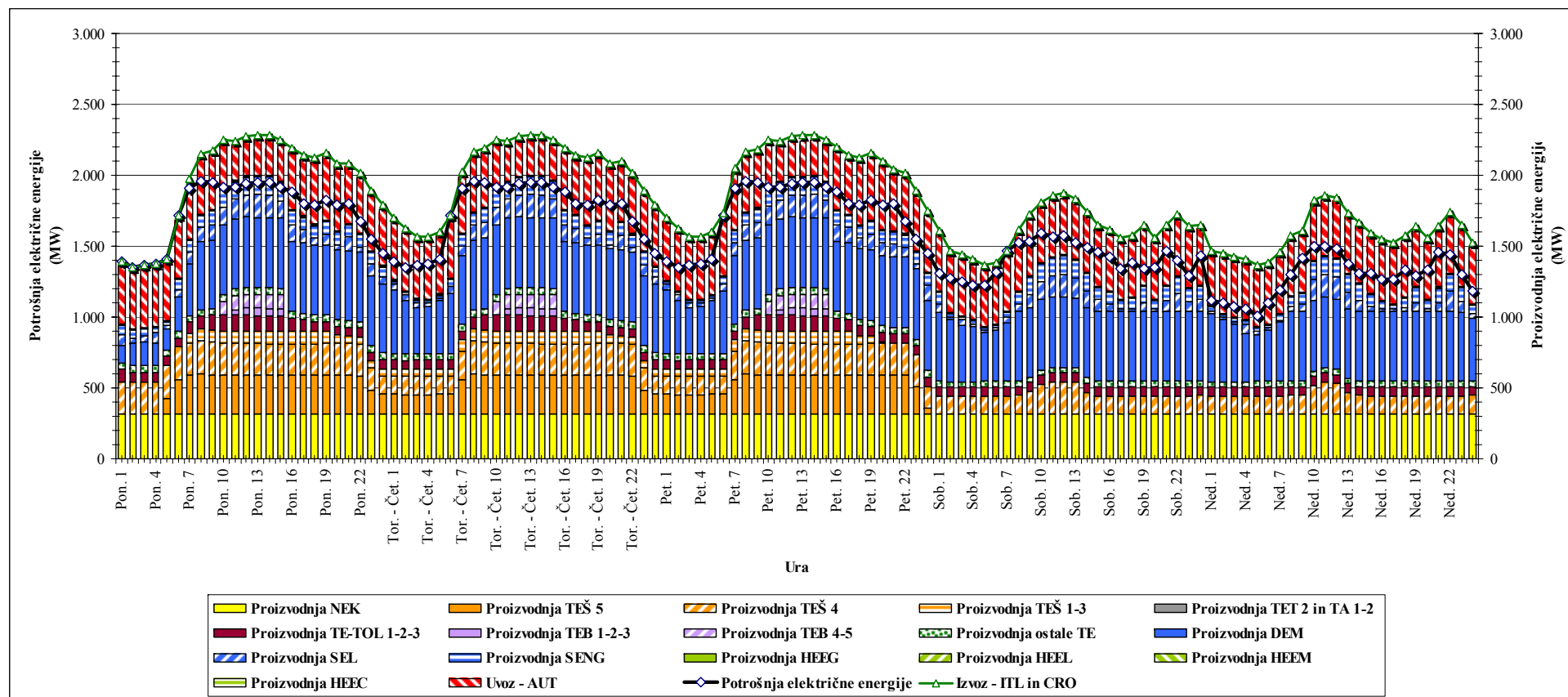
Vir: Rezultat simulacije trga z električno energijo za leto 2010.

Slika 11: Tedenski diagram zapolnjevanja proizvodnih kapacitet za tretji teden v mesecu juniju za leto 2005 v Sloveniji



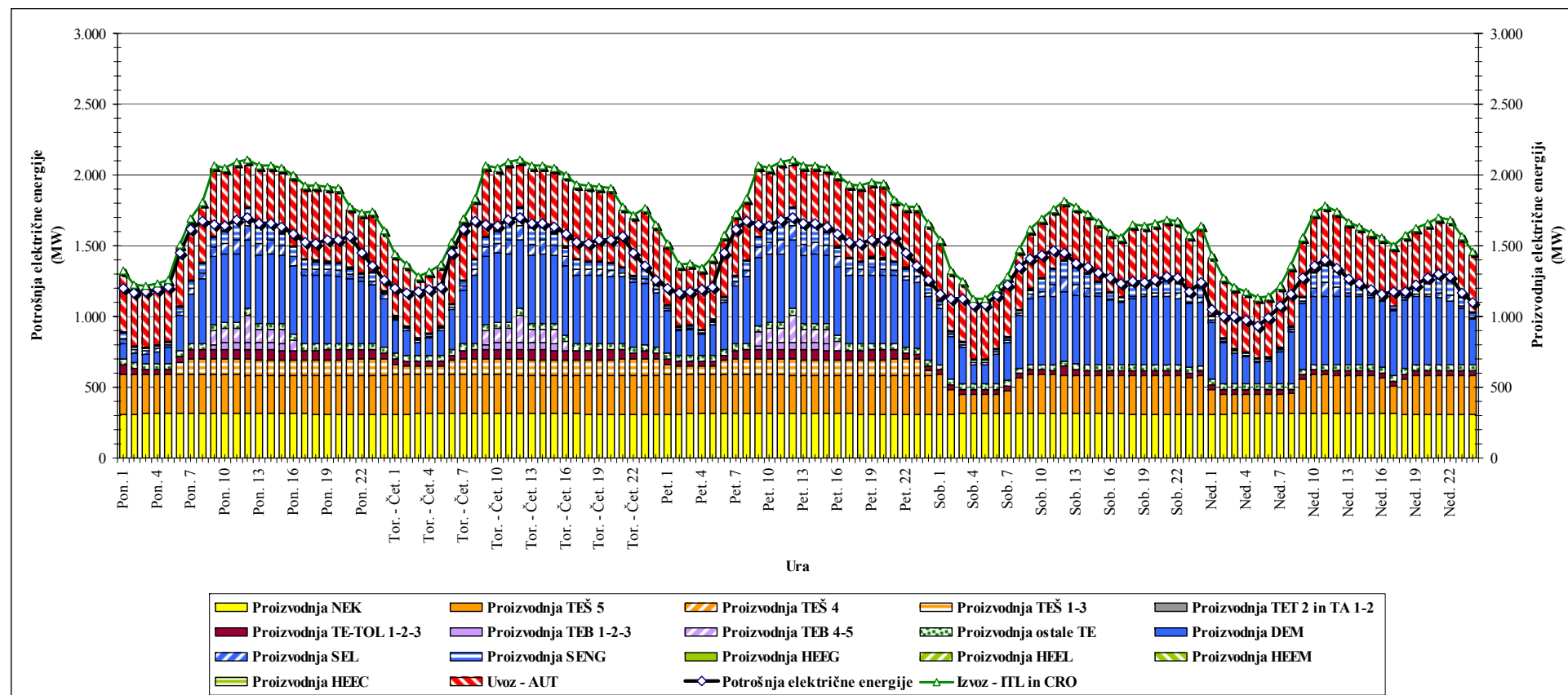
Vir: Rezultat simulacije trga z električno energijo za leto 2005.

Slika 12: Tedenski diagram zapolnjevanja proizvodnih kapacitet za tretji teden v mesecu juniju za leto 2010 v Sloveniji



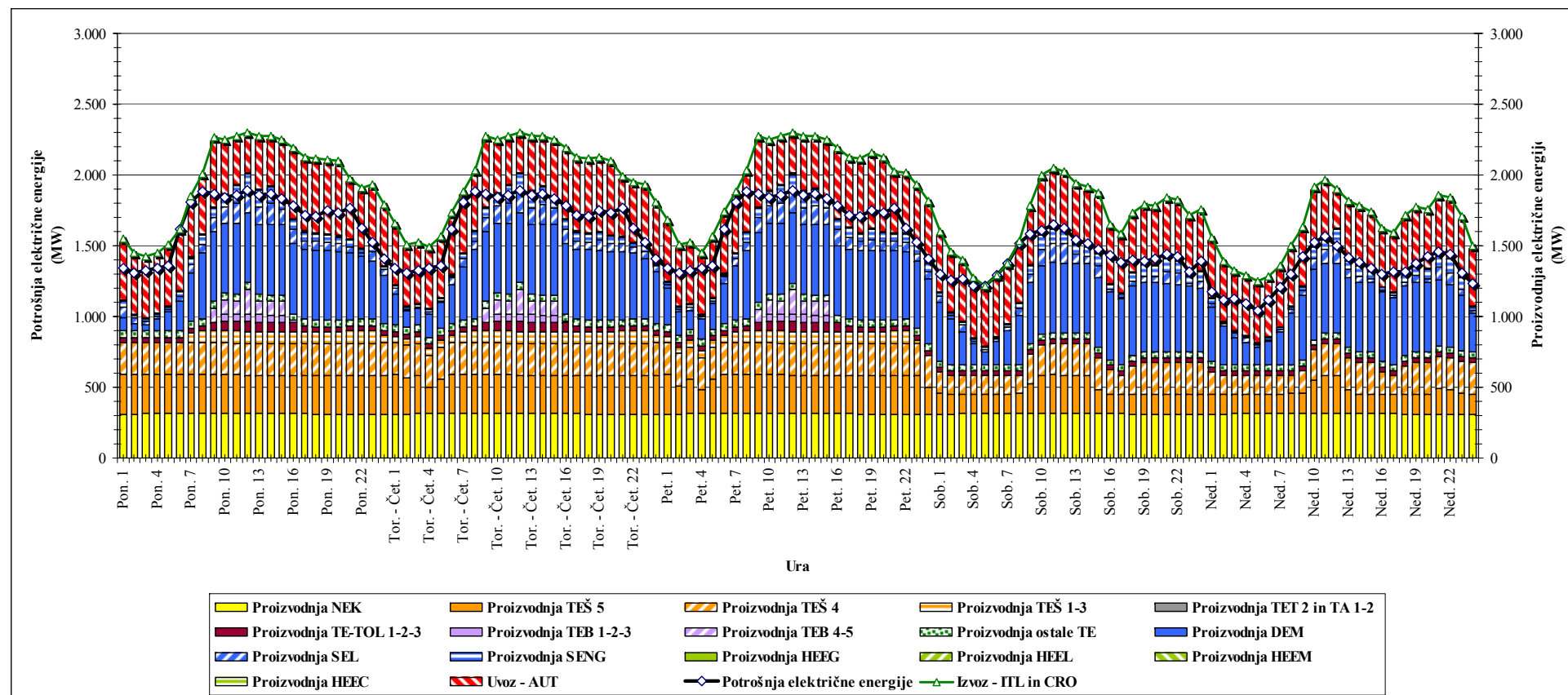
Vir: Rezultat simulacije trga z električno energijo za leto 2010.

Slika 13: Tedenski diagram zapolnjevanja proizvodnih kapacitet za tretji teden v mesecu juliju za leto 2005 v Sloveniji



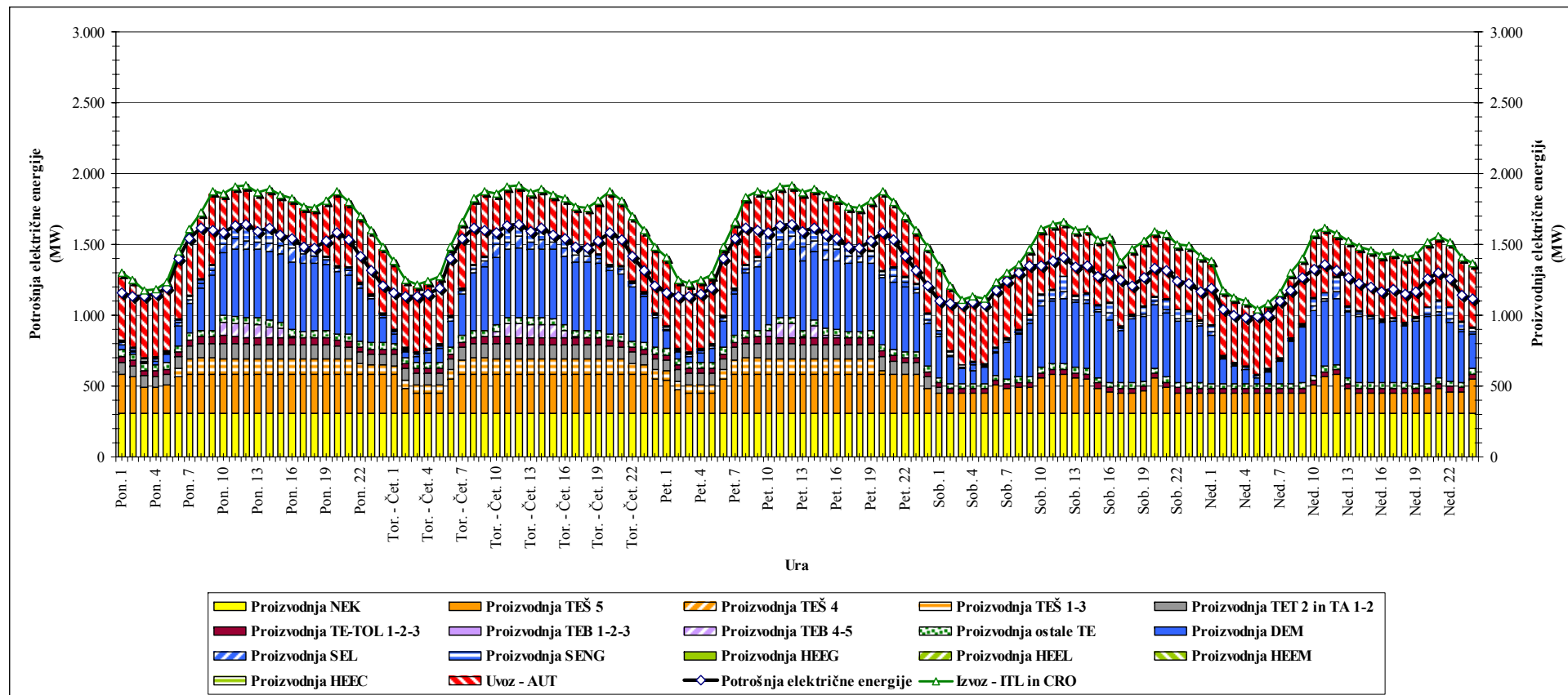
Vir: Rezultat simulacije trga z električno energijo za leto 2005.

Slika 14: Tedenski diagram zapolnjevanja proizvodnih kapacitet za tretji teden v mesecu juliju za leto 2010 v Sloveniji



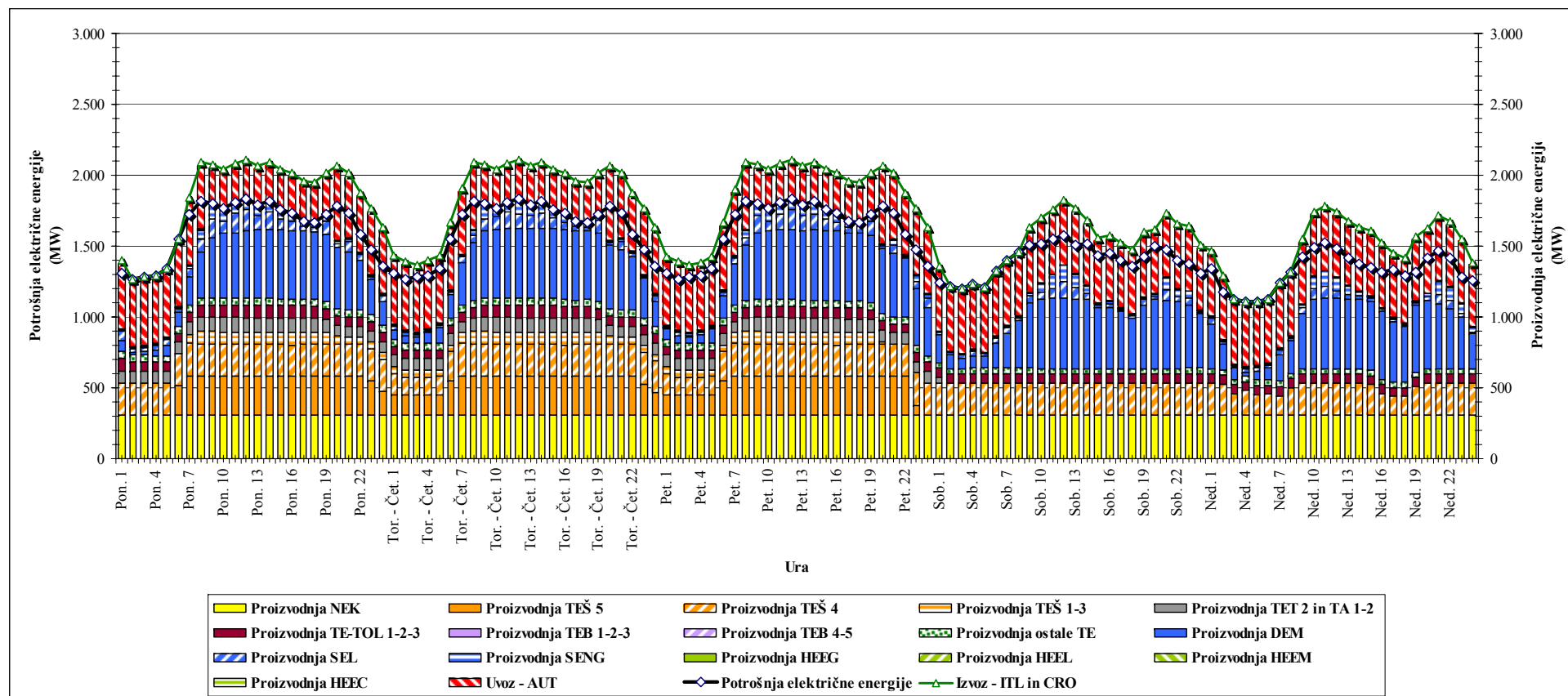
Vir: Rezultat simulacije trga z električno energijo za leto 2010.

Slika 15: Tedenski diagram zapolnjevanja proizvodnih kapacitet za tretji teden v mesecu avgustu za leto 2005 v Sloveniji



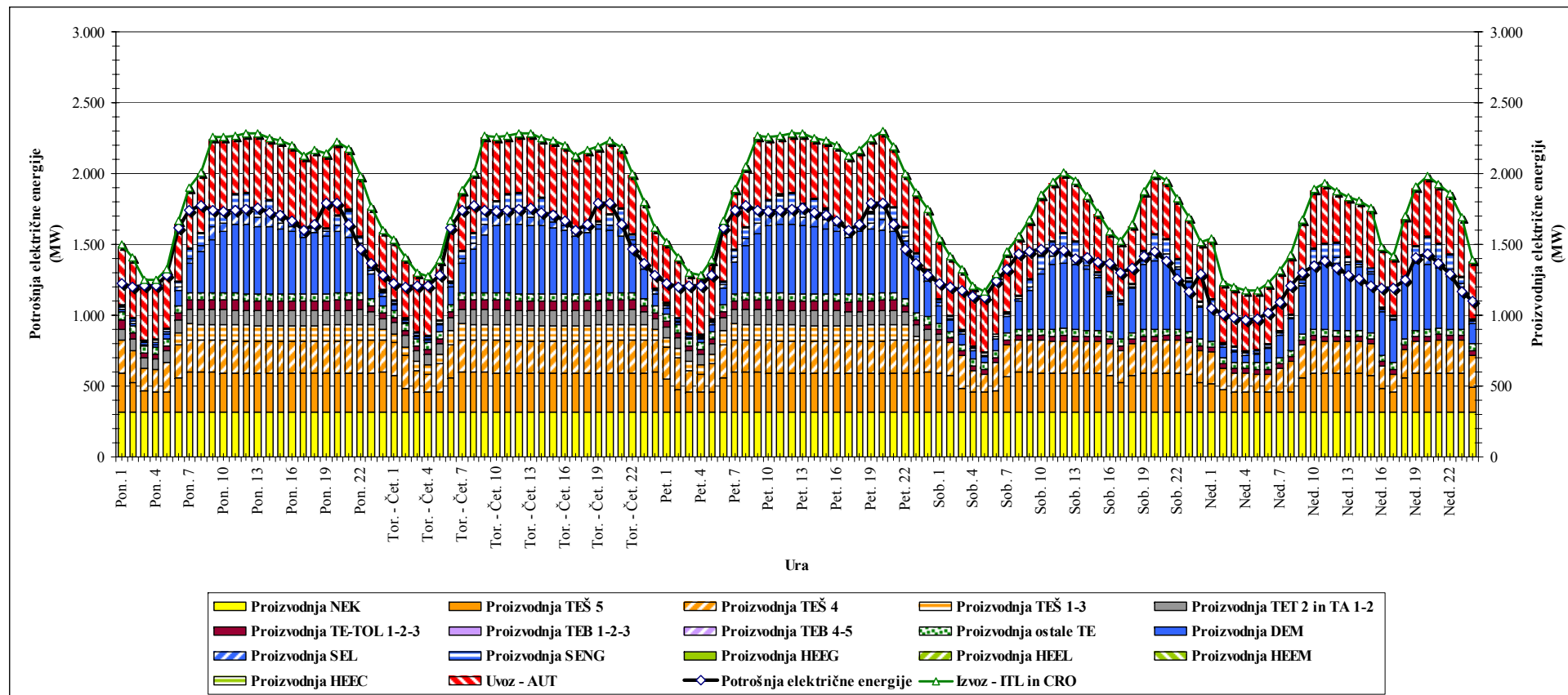
Vir: Rezultat simulacije trga z električno energijo za leto 2005.

Slika 16: Tedenski diagram zapolnjevanja proizvodnih kapacitet za tretji teden v mesecu avgustu za leto 2010 v Sloveniji



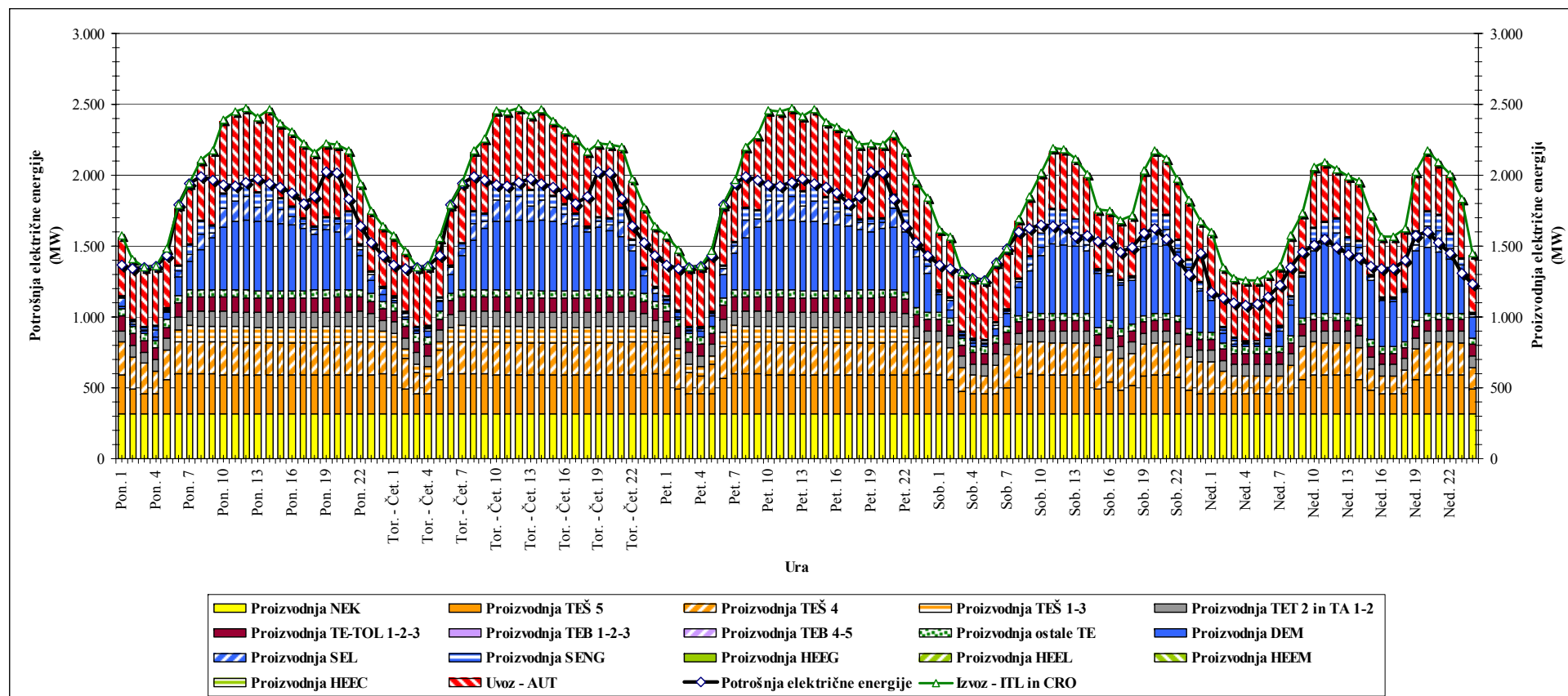
Vir: Rezultat simulacije trga z električno energijo za leto 2010.

Slika 17: Tedenski diagram zapolnjevanja proizvodnih kapacitet za tretji teden v mesecu septembru za leto 2005 v Sloveniji



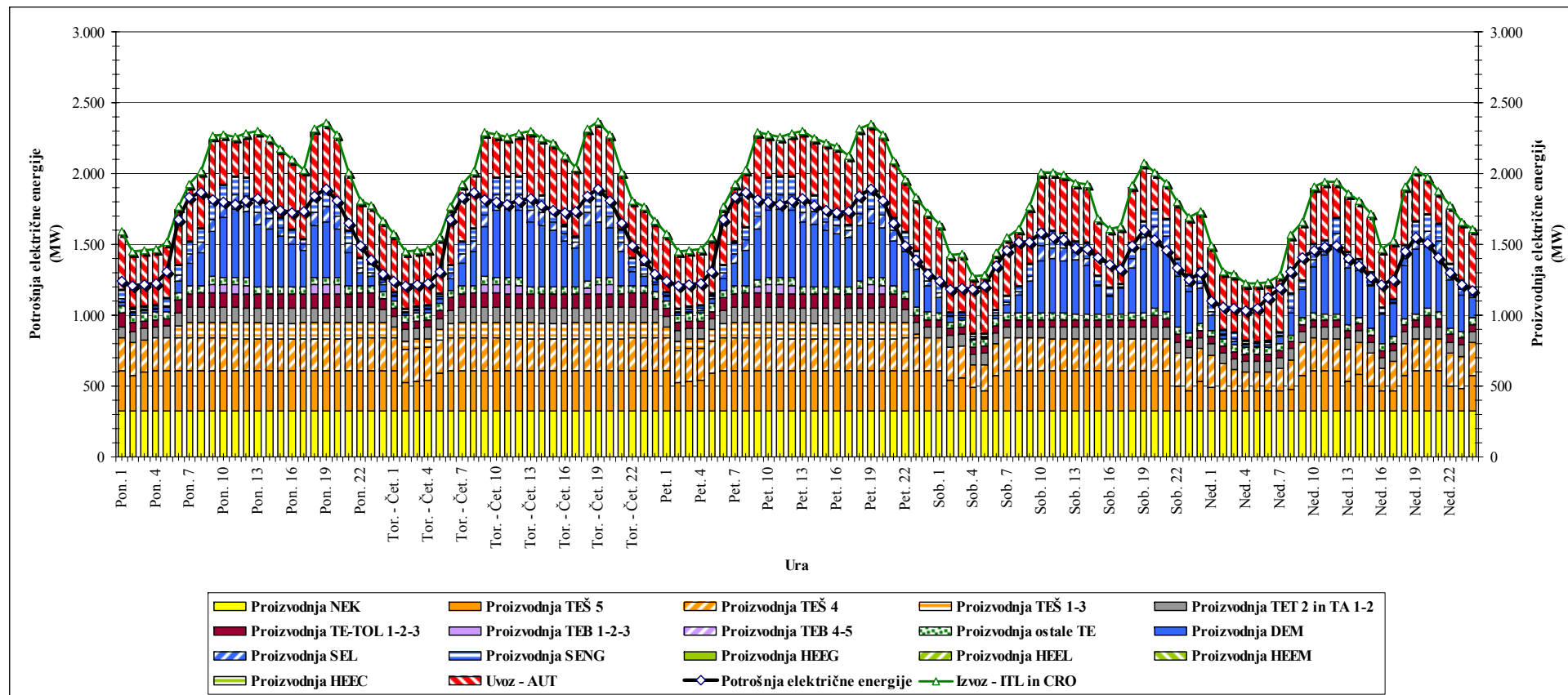
Vir: Rezultat simulacije trga z električno energijo za leto 2005.

Slika 18: Tedenski diagram zapolnjevanja proizvodnih kapacitet za tretji teden v mesecu septembru za leto 2010 v Sloveniji



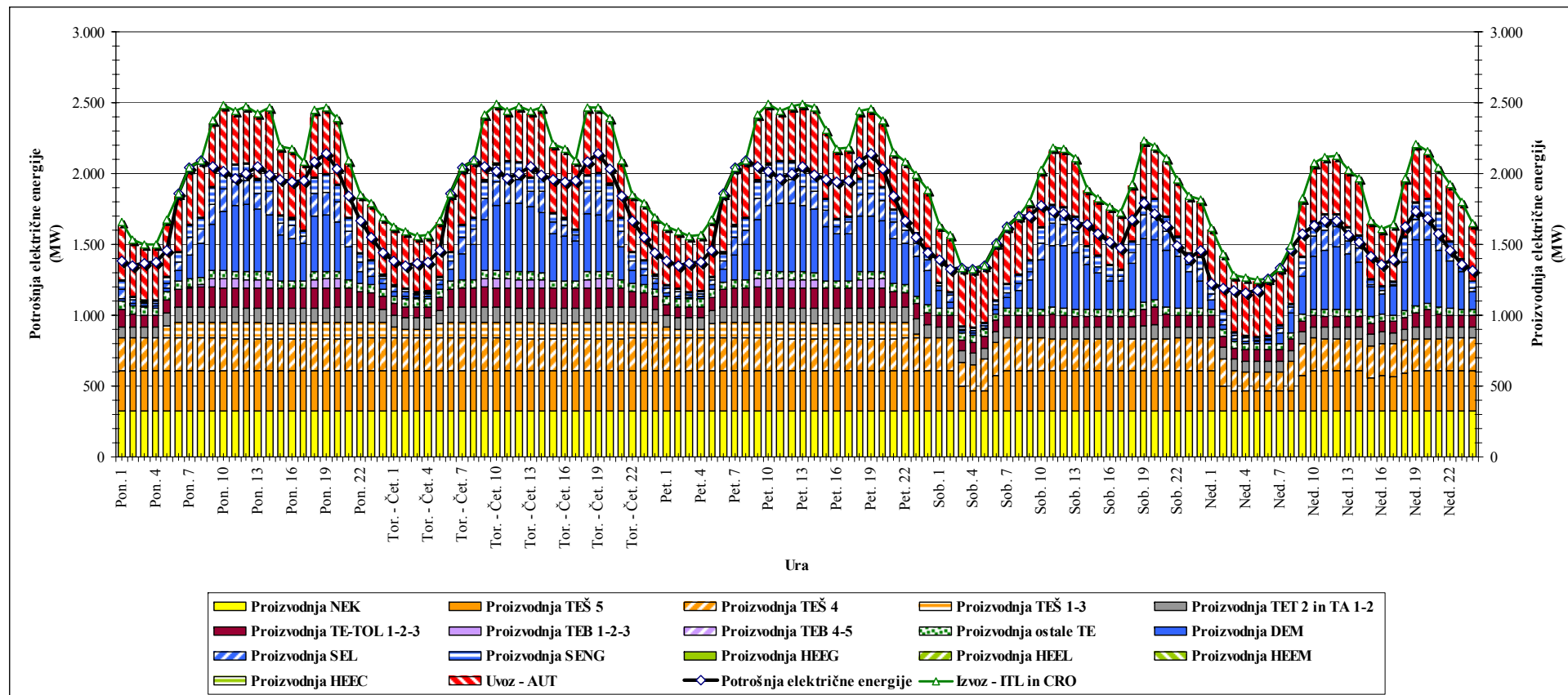
Vir: Rezultat simulacije trga z električno energijo za leto 2010.

Slika 19: Tedenski diagram zapolnjevanja proizvodnih kapacitet za tretji teden v mesecu oktobru za leto 2005 v Sloveniji



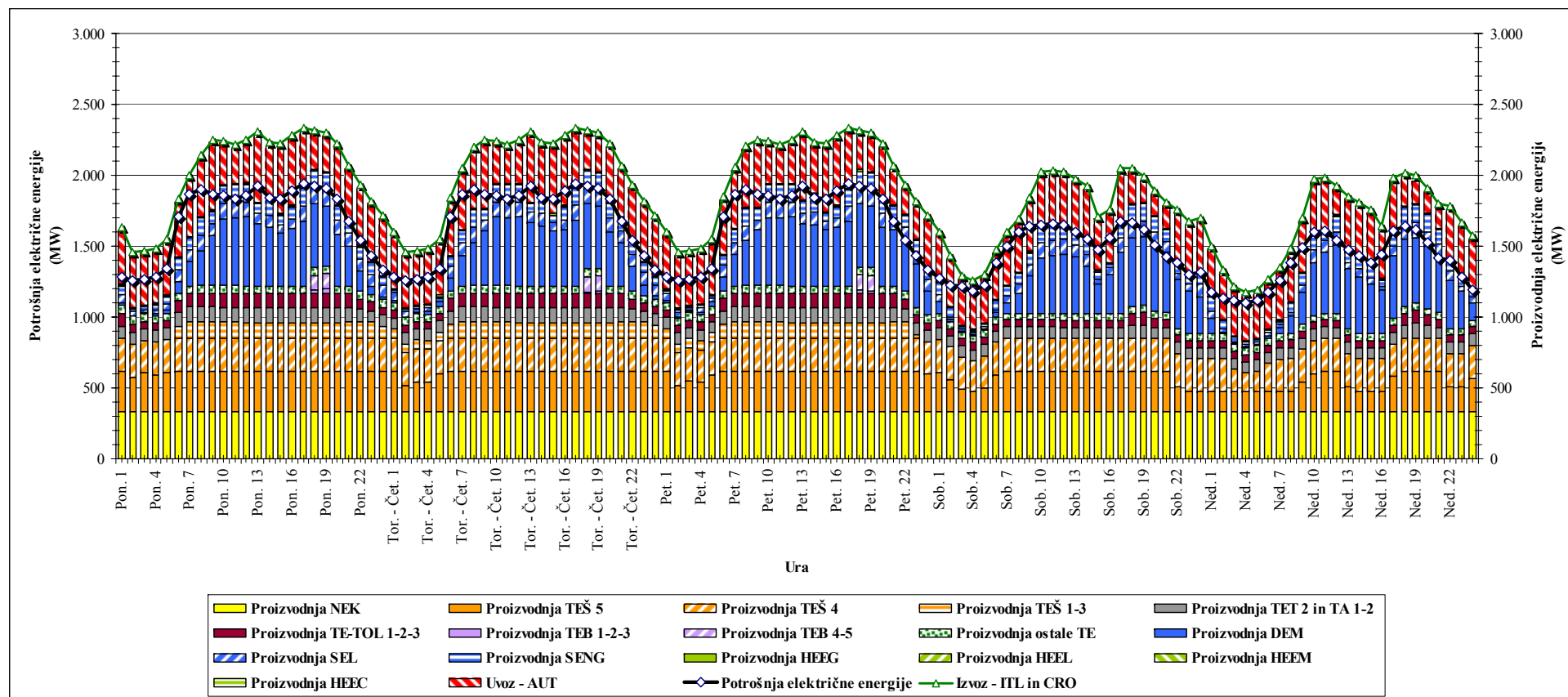
Vir: Rezultat simulacije trga z električno energijo za leto 2005.

Slika 20: Tedenski diagram zapolnjevanja proizvodnih kapacitet za tretji teden v mesecu oktobru za leto 2010 v Sloveniji



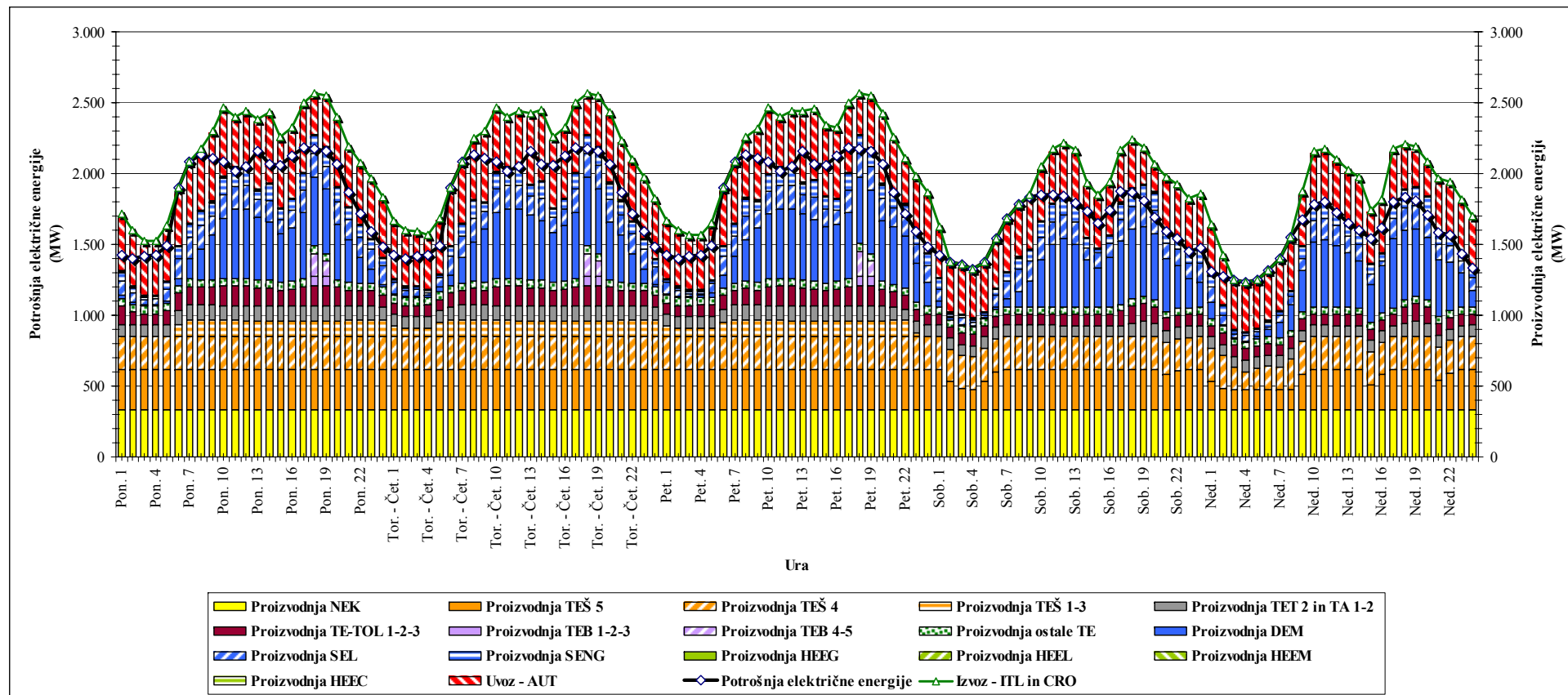
Vir: Rezultat simulacije trga z električno energijo za leto 2010.

Slika 21: Tedenski diagram zapolnjevanja proizvodnih kapacitet za tretji teden v mesecu novembru za leto 2005 v Sloveniji



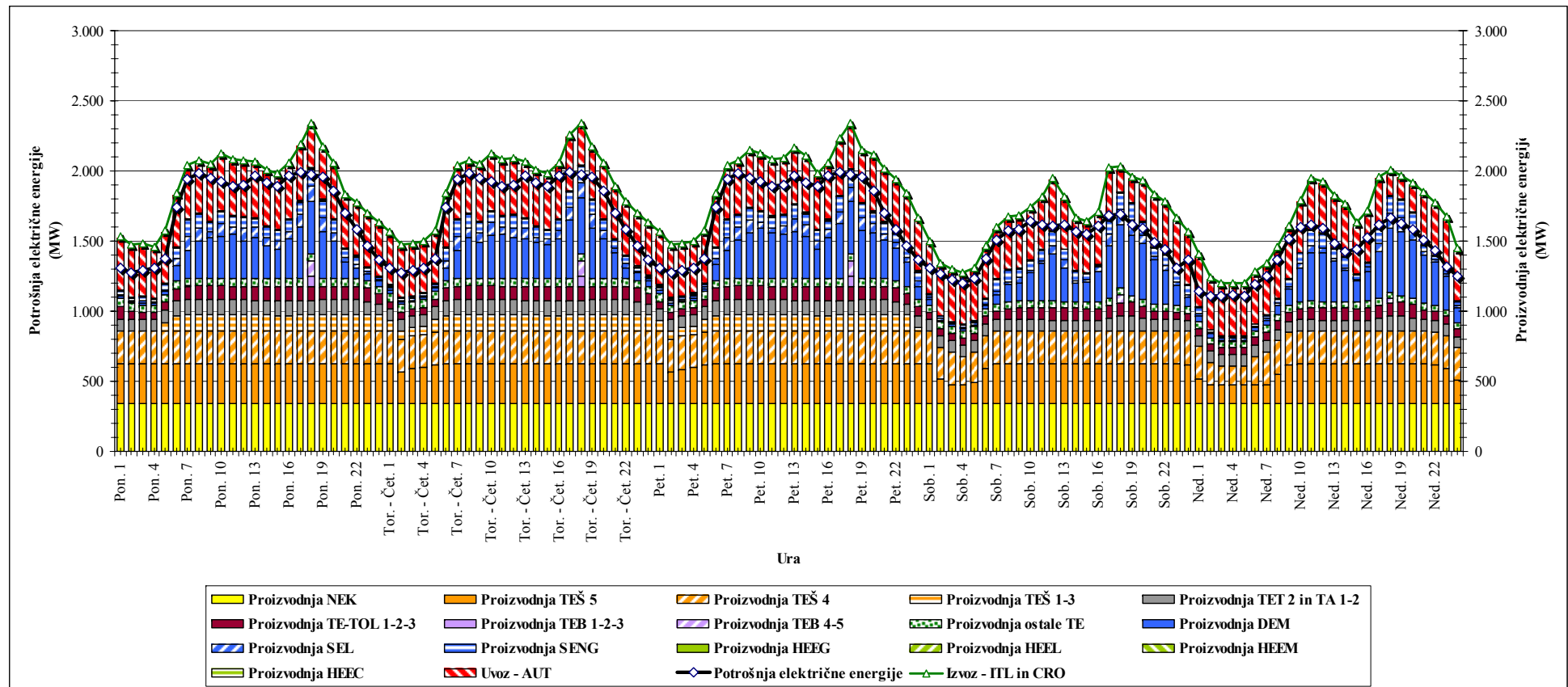
Vir: Rezultat simulacije trga z električno energijo za leto 2005.

Slika 22: Tedenski diagram zapolnjevanja proizvodnih kapacitet za tretji teden v mesecu novembru za leto 2010 v Sloveniji



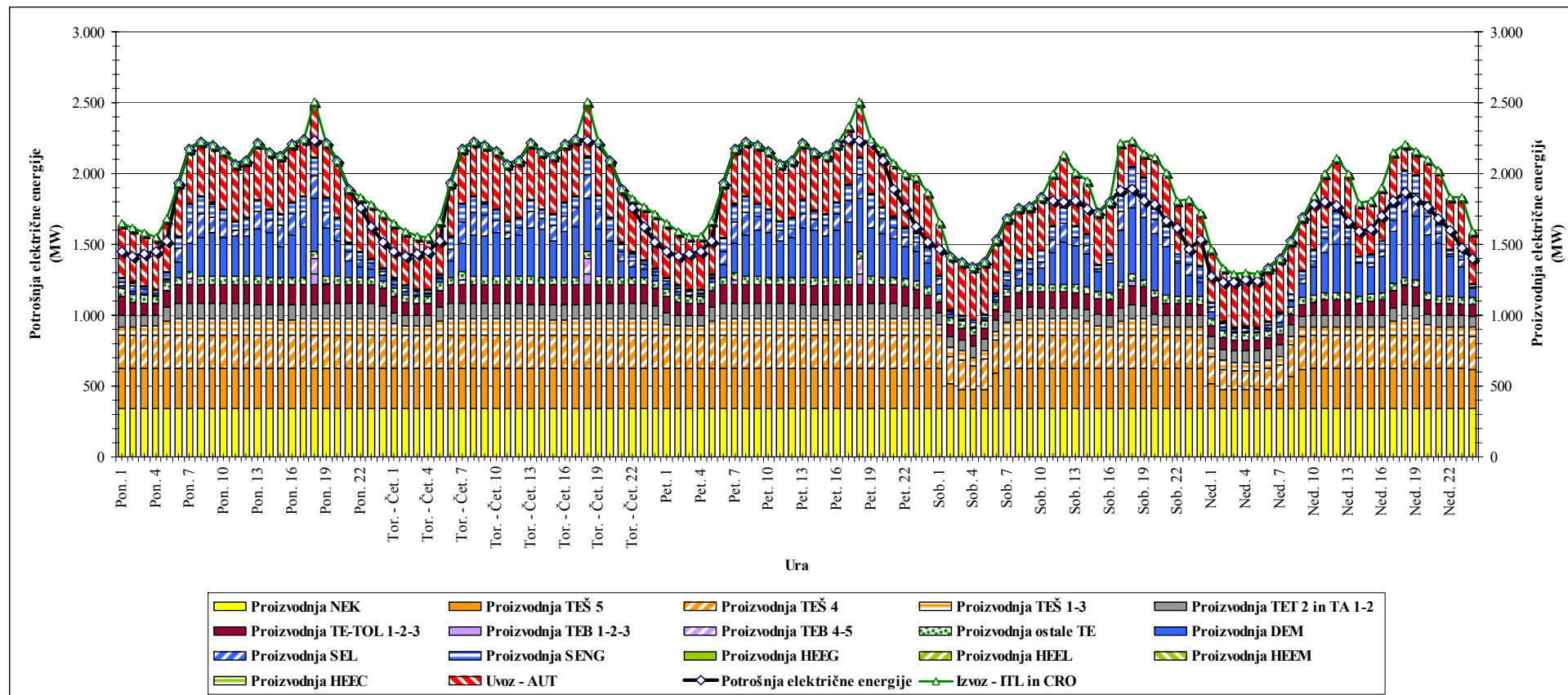
Vir: Rezultat simulacije trga z električno energijo za leto 2010.

Slika 23: Tedenski diagram zapolnjevanja proizvodnih kapacitet za tretji teden v mesecu decembru za leto 2005 v Sloveniji



Vir: Rezultat simulacije trga z električno energijo za leto 2005.

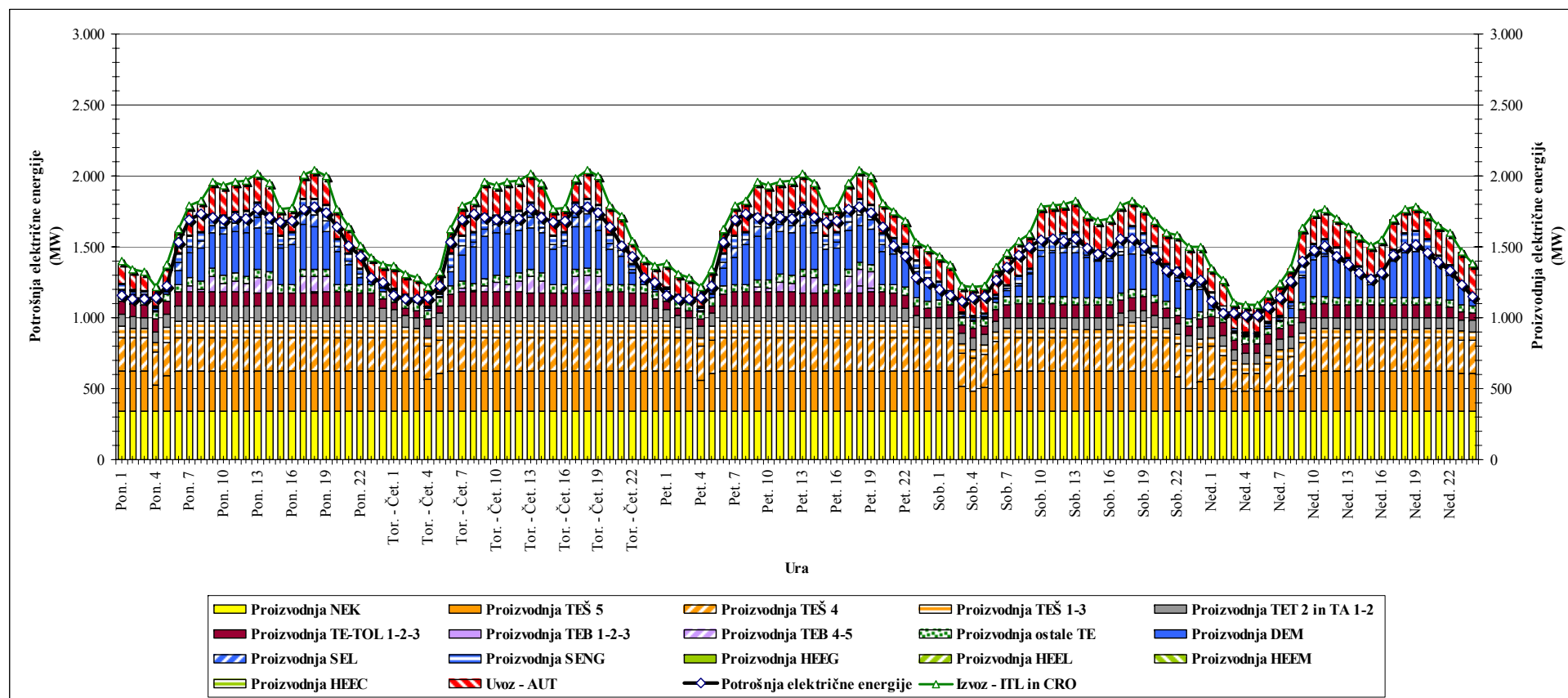
Slika 24: Tedenski diagram zapolnjevanja proizvodnih kapacitet za tretji teden v mesecu decembru za leto 2010 v Sloveniji



Vir: Rezultat simulacije trga z električno energijo za leto 2010.

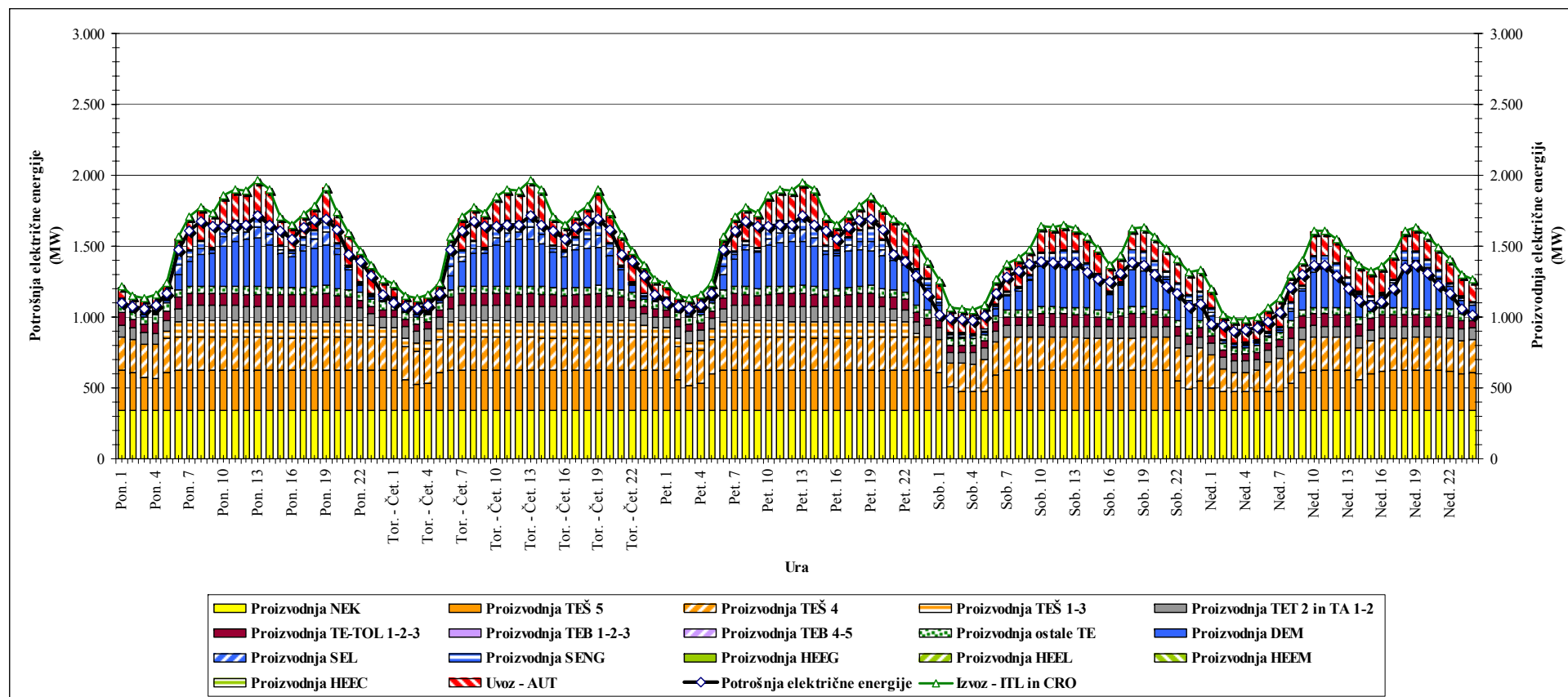
3. Tedenski diagrami zapolnjevanja proizvodnih kapacitet za leto 2002

Slika 25: Tedenski diagram zapolnjevanja proizvodnih kapacitet za tretji teden v mesecu januarju za leto 2002 v Sloveniji



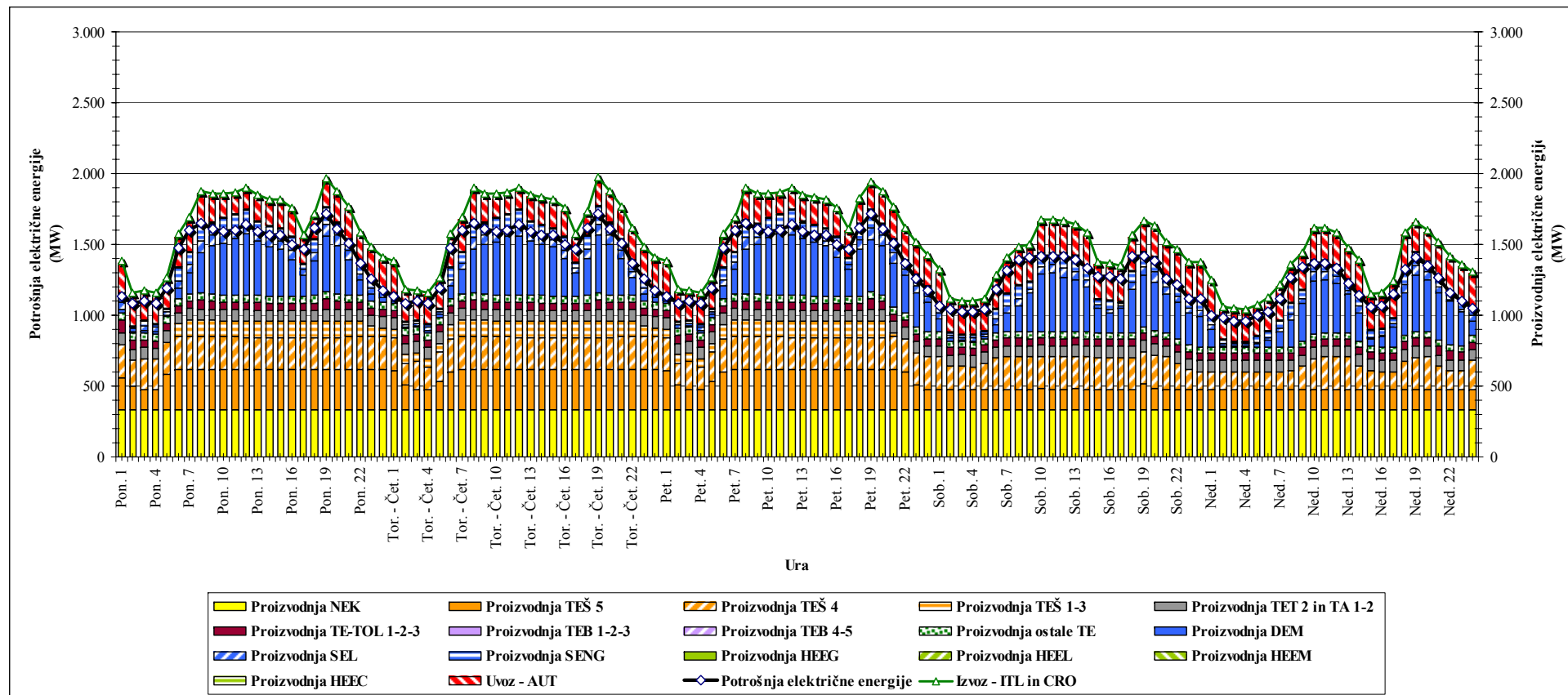
Vir: Rezultat simulacije trga z električno energijo za leto 2002.

Slika 26: Tedenski diagram zapolnjevanja proizvodnih kapacitet za tretji teden v mesecu februarju za leto 2002 v Sloveniji



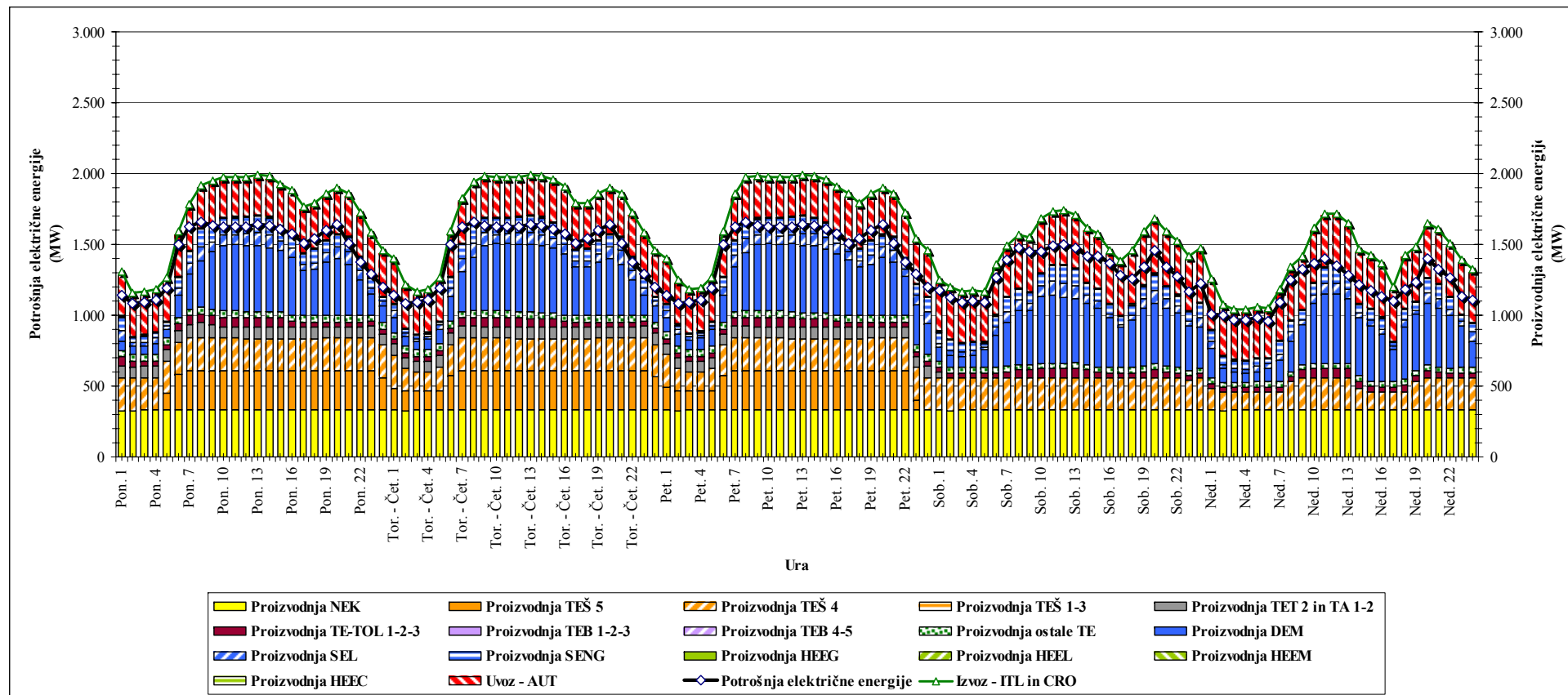
Vir: Rezultat simulacije trga z električno energijo za leto 2002.

Slika 27: Tedenski diagram zapolnjevanja proizvodnih kapacitet za tretji teden v mesecu marcu za leto 2002 v Sloveniji



Vir: Rezultat simulacije trga z električno energijo za leto 2002.

Slika 28: Tedenski diagram zapolnjevanja proizvodnih kapacitet za tretji teden v mesecu aprilu za leto 2002 v Sloveniji



Vir: Rezultat simulacije trga z električno energijo za leto 2002.

Slika 29: Tedenski diagram zapolnjevanja proizvodnih kapacitet za tretji teden v mesecu maju za leto 2002 v Sloveniji

