

UNIVERZA V LJUBLJANI
EKONOMSKA FAKULTETA

DIPLOMSKO DELO
NASEDLE INVESTICIJE V ELEKTROGOSPODARSTVU

Ljubljana, september 2002

KATARINA VERTIN

IZJAVA

Študentka Katarina Vertin izjavljam, da sem avtorica tega diplomskega dela, ki sem ga napisala pod mentorstvom prof. dr. Nevenke Hrovatin in doc. dr. Roberta Goloba, in dovolim objavo diplomskega dela na fakultetnih spletnih straneh.

V Ljubljani, dne _____ Podpis: _____

KAZALO

1	UVOD	1
2	DEREGULACIJA V ELEKTROGOSPODARSTVU	1
3	NASTANEK NASEDLIH INVESTICIJ	2
3.1	Nasedle investicije v teoriji	3
3.1.1	Obnašanje cen po deregulaciji - praktični primeri	6
3.2	Nasedle investicije v praksi	9
3.3	Slovenska zakonodaja	11
4	KAKŠNA JE CELOTNA VREDNOST NASEDLIH INVESTICIJ IN KAKO JO UGOTOVITI?	12
4.1	Metode določanja vrednosti nasedlih investicij	12
4.1.1	Administrativna metoda	14
4.1.1.1	Ocenjevanje pričakovanih tržnih cen elektrike in stroškov elektrarne	14
4.1.1.2	Kazalec neto izgube dohodka	16
4.1.1.2.1	Primer metode Kazalec neto izgube dohodka - »Order 888«	16
4.1.1.3	Ocenjevanje stroškov nadomestitve	17
4.1.2	Tržna metoda	17
4.1.2.1	Vrednotenje na trgu delnic	18
4.1.2.1.1	Obnašanje cen delnic ob deregulaciji	18
4.1.2.2	Dražba ali odvzem	19
4.1.2.3	Metoda sedanje vrednosti	19
4.1.2.3.1	Določitev tržne vrednosti sredstev	20
4.1.2.3.2	Določitev knjigovodske vrednosti	21
5	REŠEVANJE NASEDLIH INVESTICIJ	21
5.1	Se bodo povrnila 100-odstotno ali le delno?	22
5.2	Kaj pa možnost, da se jim ne povrne nič?	23
5.3	Stečaj elektrarn?	23
5.4	Ali so podjetja naredila vse, da bi se investicije povrnila?	23
5.5	So bile nasedle investicije na začetku upravičene ali kako so sploh nastale?	24
5.6	Kdo vse naj bi plačal stroške nasedlih investicij?	25
5.7	Na kakšen način bodo nasedle investicije poplačane?	26
5.8	Vprašanje učinkovitosti	29
5.9	Kako se izogniti mrtvi izgubi?	30
5.10	Sekuritizacija ali listninjenje	31
5.11	Prodaja sredstev na dražbi	32
6	PRIMERI REŠEVANJA NASEDLIH INVESTICIJ PO SVETU	33
6.1	Kalifornijski mrk	33
6.1.1	Kronologija	33
6.1.2	Cene	34
6.2	Evropska unija in ostale evropske države	36
6.2.1	Pregled po državah	37
6.3	Slovenija	40
7	SKLEP	43
8	LITERATURA IN VIRI	45
9	PRILOGE	49

1. UVOD

V diplomskem delu povzemam različne teorije in mnenja o nasedlih investicijah, njihovem vrednotenju in reševanju. Opisujem slovenske razmere in jih primerjam z ameriškimi, na podlagi podatkov, ki sem jih imela na voljo v literaturi in virih. Evropske razmere so opisane bolj skopo. V Sloveniji smo na področju odpiranja trga električne energije in nasedlih investicij šele na začetku, zato tudi slovenske razmere ne odkrivajo veliko informacij.

Moj namen je, da sistematično prikažem obravnavanje nasedlih investicij, zato sem poglavja smiselno členila. V poglavju št. 2 sem opisala značilnosti deregulacije, poglavje št. 3 definira nasedle investicije, poglavje št. 4 prikazuje največkrat omenjene načine ocenjevanja in določanja nasedlih investicij, v poglavju št. 5 pa sem naredila pregled metod reševanja. Za boljšo predstavbo v poglavju št. 6 podajam pregled ukrepov evropskih držav in Slovenije s področja reševanja nasedlih investicij.

V diplomskem delu največkrat uporabljam izraz nasedle investicije a tudi okrajšavo NI – nasedle investicije in izraz nasedli stroški. Angleški prevod NI se glasi: »stranded costs, stranded investments, stranded assets«, nemški pa: »die Nichtamortizierbareinvestitionen«. Nasedlost ima širši pomen in jo tudi razložim. Diplomsko delo analizira ameriški pristop obravnavanja tega pojava, zato izraz podjetje pomeni ameriški sistem povezanih javnih elektrogospodarskih podjetij, imenovanih »utility«. Ti predstavljajo povezavo proizvodnje, prenosa in distribucije elektrike. Kjer se vsebina navezuje predvsem na proizvajalce električne energije in se lahko primerja z našo ureditvijo sistema elektrogospodarstva, sem uporabila izraz elektrarne.

2. DEREGULACIJA V ELEKTROGOSPODARSTVU

Evropska unija (EU) se je z evropsko smernico o odprtju trga električne energije odločila za vpeljavo konkurence v elektrogospodarstvo (glej prilogo 2). Tako kot v drugih javno-storitvenih dejavnostih, je tudi v elektrogospodarstvu želela z deregulacijo vzpodbuditi elektrarne k večji učinkovitosti in hkrati povečati konkurenčnost celotnega gospodarstva EU.

Deregulacija je proces odstranjevanja vseh elementov državne regulacije in kontrole trga. Za uspešno deregulacijo je pomembna preglednost stroškov in energetske storitve ter pravilo 4E:

- energetska zanesljivost,
- ekonomska stabilnost in učinkovitost,
- ekološka zavest,
- edukacija (izobraževanje) kot osnova za pozitivne spremembe.

Osnovni cilji procesa deregulacije in liberalizacije so:

- obvladovati višino proizvodnih stroškov in s tem poceniti elektriko,
- omogočiti konkurenco in vstop neodvisnih proizvajalcev na tržišče,
- omogočiti trgovanje in investiranje preko meja,
- s predpisi zagotoviti stabilnost in varnost oskrbe,
- zagotoviti svobodo kupcem in prodajalcem za medsebojno sodelovanje v skladu s postavljenimi pravili trgovanja,
- omogočiti prodajo državnega premoženja in s tem sprostiti kapital države za druge državne razvojne projekte.

Kot možni kandidati za vstop v EU smo tudi v Sloveniji sprejeli nove zakone in ukrepe, ki sledijo vpeljavi tržnega poslovanja v elektrogospodarstvo. Cilji, ki smo si jih pri tem zadali so:

- povečanje ekonomske učinkovitosti,
- uvedba (polne) stroškovne cene energije,
- pritegnitev zasebnega sektorja,
- povečanje konkurenčnosti in moči na trgu EU.

Ob prehodu iz regulacije lahko nastanejo nepovratni stroški, ki celo ogrozijo obstoj elektrarne. Nepovratni stroški zaradi vpeljave trga v elektrogospodarstvo se imenujejo nasledle investicije. Po 4. členu slovenskega Energetskega zakona (Uradni list RS, št. 79/99) so NI vse investicije, ki so bile načrtovane in izvedene pred 1. januarjem 1997 in v tržnih razmerah niso rentabilne oziroma se ne morejo amortizirati. Republika Slovenija jih bo, v skladu z Energetskim zakonom in zaradi strateške pomembnosti električne energije, elektrarnam skušala povrniti.

Tudi v Direktivi 96/92/ES Evropske unije o odpiranju trga električne energije so predpostavili nadomestitev nasledlih investicij (stranded costs) z državnimi pomočmi. V ZDA pa je najbolj znan primer NI kalifornijski mrk, ki je bil posledica napačnih deregulacijskih ukrepov.

3. NASTANEK NASEDLIH INVESTICIJ

Eden izmed perečih problemov deregulatorjev elektrogospodarstva po svetu je torej vprašanje nasledlih investicij. Zakaj se je to vprašanje pojavilo šele pri odpiranju trga elektrike in ne prej pri deregulaciji ostalih panog, ni jasno. Razlog lahko iščemo v tem, da odpiranja trga z elektriko ni pospremil takojšen tehnološki razvoj ali večje povpraševanje. Na ostalih liberaliziranih trgih so ta dejstva omogočila večini podjetij obstati in preživeti prehod iz regulacije. V elektrogospodarstvu pa so se pojavile nasledle investicije in zahteva elektrarn po pomoči države in regulatorjev za prehod na tržno poslovanje. Zanesljivost oskrbe z elektriko, tekoče delovanje gospodarstva in nenazadnje tudi zaščita okolja ne morejo čakati nekaj let, da iz propadlih elektrarn zgradijo nove, zdrave in konkurenčne elektrarne.

Opazila sem, da termin nasedle investicije nima veliko podlag v ekonomski teoriji. Države se učijo reševanja nasedlih investicij s principom »learning by doing« in opazovanjem napak drugih držav. Skupine, ki so prizadete, vključujejo vse ljudi, ki uporabljajo elektriko – porabnike, elektrarne in na koncu tudi državo samo. Če se problem nasedlih investicij uspešno reši, bo učinek na celotno gospodarstvo manj negativen. Pozitivne posledice deregulacije bodo vidne šele po prehodnem obdobju desetih let in več.

3.1. Nasedle investicije v teoriji

V državno reguliranem sistemu elektrogospodarstva naj bi prihodek elektrarn pokrila stroške obratovanja (davke, amortizacijo, obresti kreditov, gorivo, stroške vzdrževanja in obratovanja itd.) ter omogočil pošten donos. Za razliko od regulacije so tržne cene postavljene ne glede na stroške posameznih proizvajalcev (Marcus, Schilberg, 2000, str. 1). Če so tržne cene nižje kot regulirane, se podjetja soočijo z investicijami, ki se v tržnem okolju ne morejo povrniti – amortizirati; nasedlimi investicijami. Razlika med stroški, ki jih pokrije cena v regulatornih pogojih, in med stroški, ki jih pokrije tržna cena, pa določi velikost nasedlih investicij. Čeprav so te investicije že definirane kot nasedle, bodo šele razmere na trgu v prihodnosti določile, ali so res.¹ Obstaja namreč možnost, da se nasedle investicije povrnejo oziroma uporabijo na alternativne načine in tako postanejo spet rentabilne, vendar za vsa nasedla sredstva takih alternativ ni.

Iz prestrukturiranja državno zaščitene monopolov v tržno oblikovane elektrarne, ki konkurirajo na trgu elektrike, pričakujemo pozitivne posledice v zmanjšanju stroškov, cen, prelitje monopolistovega presežka na stran potrošnikov in podobno. Kaj pravi teorija, si pogledajmo v nadaljevanju.

Lahko bi vzeli primer naravnega monopola, h kateremu se nagiba večina javno-storitvenih panog (Samuelson, 1992, str. 341), vendar si pogledajmo primer monopola, ki ni tako specifičen kot naravni monopol. Vzemimo, da je regulatorna cena postavljena tako, da elektrarna posluje rentabilno: pokriva vse povprečne stroške². Regulatorji postavijo regulirano ceno (P_r), ki pokrije vse povprečne stroške (AC) in je enaka povprečnemu dohodku (AR), torej povpraševanju po produktu monopolista; $P = AC = AR = D$.

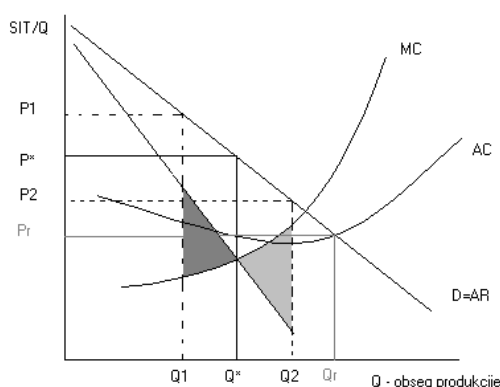
¹ Potrebno je ločiti med ameriškim in evropskim pojmovanjem nasedlih investicij (glej tudi stran 9, poglavje 3.2):

- *ameriško pojmovanje*: nasedle investicije so obravnavane širše; to so izgube dohodka, ki nastanejo, ko stranke odidejo h konkurentu ali izgube zaradi dolgoročnih pogodb, ter sredstev nastalih zaradi upoštevanja regulatornih odredb. Obstaja možnost, da se NI amortizirajo z alternativno uporabo oziroma sčasoma določi trg, katere investicije so nasedle.

- *evropsko pojmovanje*: vključeni so samo stroški sprejetih obveznosti in zajamčenega obratovanja (garancij), ki jih ni mogoče več plačevati zaradi direktive 96/92/ES (dolgoročne kupoprodajne pogodbe, naložbe zunaj obsega normalnih dejavnosti, naložbe z implicitno ali eksplicitno zagotovljeno prodajo itd.).

² Stroške in krivuljo povpraševanja je v praksi težko oceniti, zato se uporablja metoda maksimalne cene, ki naj pokrije povprečne stroške in omogoči donos na kapital vsem elektrarnam.

Slika 1: Točka največjega monopolistovega dobička



MC - mejni stroški

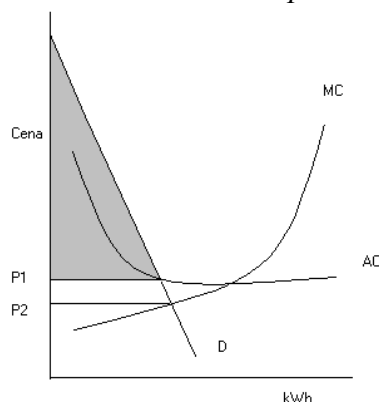
D - povpraševanje

P – cena

Vir: Prašnikar, 1999, str. 200.

Deregulacija panoge pa obljublja, da lahko dodatno kilovatno uro (v nadaljevanju kWh) proizvedejo elektrarne ob mejnih stroških, ki so manjši kot stroški, ki jih uporabniki plačujejo v regulirani panogi, $P=MR=MC$ (MR – mejni dohodek). Posledično se zmanjšajo tudi cene.

Slika 2: Potrošniški presežek



Vir: Marcus, Schilberg, 2000, str. 2.

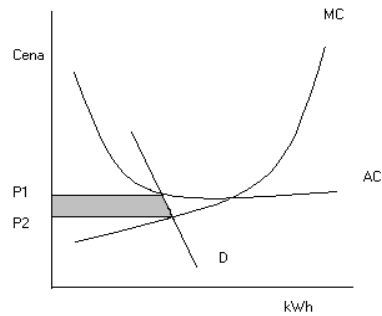
Ob predpostavki, da se ob deregulaciji cene energije znižajo (na sliki 2 na P_2), se potrošniški presežek poveča za izgubo monopolistovega presežka.

Ko pa se v pogojih konkurence iz cene, ki je enaka povprečnim stroškom, preselimo na ceno, ki je enaka mejnim stroškom, se soočimo z investicijami, ki niso več rentabilne – z naslednimi investicijami³. Poenostavljeno povedano, je to razlika med krivuljama povprečnih in mejnih stroškov na sliki 3. Področje naslednjih investicij je enako potencialnemu dodatnemu potrošniškemu presežku, ko cene elektrike padejo. Izgube zaradi naslednjih investicij, ki jih

³ Če bi bili še vedno v regulacijskem okolju, bi morali regulatorji ob ceni, postavljeni na nivo mejnih stroškov elektrarnam dajati subvencije, ki bi jih najverjetneje pobirali z davki, saj ne bi pokrile povprečnih stroškov.

bodo utrpeli proizvajalci, pa so v praksi odvisne od zakonske podlage državnih pomoči in metod za reševanje naslednjih investicij, ki so navedene v poglavju 5.

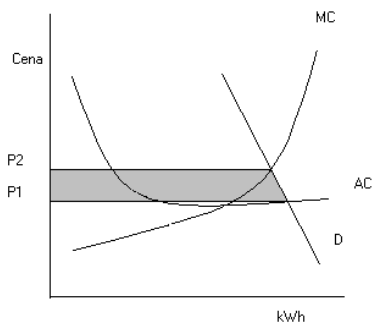
Slika 3: Nasedle investicije ko cena po deregualciji pade



Vir: Marcus, Schilberg, 2000, str. 3.

Slika 3 velja ob predpostavki, da se ob deregulaciji doseže nižje stroške in cene. V praksi pa se je pokazala obratna situacija, ki si jo oglejmo na sliki 4.

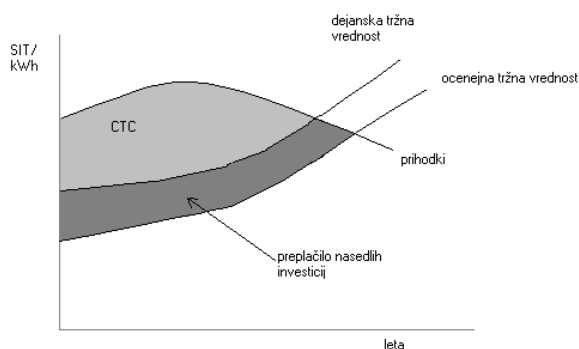
Slika 4: Nasedle investicije, ko se cena elektrike dvigne



Vir: Marcus, Schilberg, 2000, str. 3.

Po prestrukturiranju je cena višja kot prej⁴, na primer zaradi podražitve energentov, in tako je potrošniški presežek negativen. Ena izmed možnih razlag, zakaj je prišlo po deregulaciji do dviga cene, so tudi napačne ocene pričakovanih cen elektrike. Na podlagi teh ocen izračunajo tako imenovane takse za prehod v konkurenco (Competition Transition Charges - CTC) za plačevanje naslednjih investicij, ki jih uporabljajo kot pribitek na ceno elektrike. Če ocene pričakovanih cen niso točne se to lahko odraža v višjih cenah elektrike. Vrednost prihodkov podjetja, ki omogoča normalno poslovanje, je na podlagi pričakovanih cen, ocenjena tržna vrednost podjetja, ki jo kot ceno elektrike zaračunajo porabnikom ter CTC, s katero pokrijejo naslednje investicije. Če je pričakovana cena prenizko ocenjena (spodnja črta na sliki 5), plačajo potrošniki višje cene (P_2 na sliki 4 in zgornja črta; dejanska tržna vrednost na sliki 5) za kWh in dvojno še del prispevka za naslednje investicije (temnejši lik na sliki 5), saj se CTC ne spreminja.

Slika 5: Dvojno plačevanje naslednjih investicij



Vir: Issuesletters: Stranded Costs and Other Risks to Look Out For, 1999, str. 4.

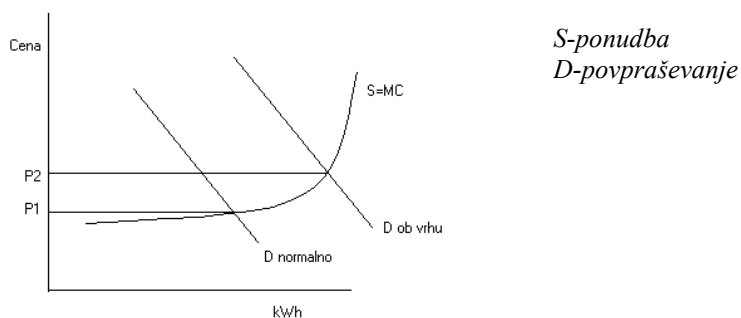
3.1.1. Obnašanje cen po deregulaciji - praktični primeri

Zakaj pa se cene in stroški po deregulaciji ne znižajo? Poglejmo nekaj dejavnikov, ki spodbijajo predpostavko, da so cene v deregulaciji nižje kot v regulaciji (Anžej, 2002).

1. *Pomanjkanje električne energije:* elektrika je pomembna dobrina in ima posebno obliko ponudbene krivulje; če se povpraševanje ne izenači s ponudbo takoj, lahko pride do izpadov elektrike in motenj v omrežju. Izpad elektrike lahko resno ogrozi delovanje gospodarstva države. Torej lahko ob majhni ponudbi pričakujemo visoke cene elektrike, ki do nekajkrat presežejo regulirane cene.

⁴ Lahko da višje cene niso rentabilne.

Slika 6: Krivulja ponudbe električne energije



Vir: Marcus., Schilberg, 2000, str. 5.

V nekaterih evropskih državah so po deregulaciji cene padle, ker so bile pred deregulacijo na zelo visokem nivoju. Današnji trend v EU kaže premajhno ponudbo in vedno večje povpraševanje po elektriki, torej posledično povečevanje cene električne energije. Prav tako naj bi Slovenija letos v drugi polovici leta 2002 postala neto uvoznica električne energije, ko bo elektrarna Krško ponovno prodajala elektriko Hrvaški, torej lahko pričakujemo tudi pri nas porast cen elektrike. Vse pa je seveda odvisno od ratifikacije sporazuma.

2. *Zviševanje cen olja, premoga in plina:* dnevni kopi v Nemčiji in direkten prenos premoga v termoelektrarne je nekajkrat cenejši način proizvodnje elektrike od slovenskih podzemnih kopov. Ob tem lahko pričakujemo porast cen elektrike, proizvedene v obeh termoelektrarnah. Upoštevati moramo tudi stroške zapiranja premogovnika lignita Velenje, rudnik rjavega premoga Trbovlje-Hrastnik pa so začeli zapirati še preden so sprejeli Zakon o ravnanju z naslednimi investicijami. Pri termoelektrarnah bomo torej vezani le na uvoženi premog, najverjetneje iz Indonezije. Naše zaloge tekočih in plinastih goriv pa so zanemarljive, torej smo tudi pri tem vezani na uvoz. Lahko postanemo tarča izsiljevanj s cenami energentov.
3. *Nepredvidene porabe energije:* upravičeni porabniki (na primer elektrodistribucijska podjetja), ki imajo stalno in predvidljivo porabo električne energije, imajo po enoletnih pogodbah nižjo ceno kot upravičeni porabniki (železarne, Talum itd.), katerih poraba niha.
4. *Varstvo okolja:* takse emisij CO₂, SO_x ali NO₂, vplivajo na cene energentov in električne energije. V primeru pomanjkanja energije, se uporabljajo bolj oporečna goriva, torej so z upoštevanjem taks za emisije v tem primeru tudi končne cene višje. K velikemu porastu cen ob pomanjkanju elektrike v Kaliforniji leta 2000 so pripomogle tudi takse za obremenjevanje okolja. Uvajanje okolju prijaznih goriv v proizvodnjo elektrike, vpeljava čistilnih naprav in poostreni ukrepi za varstvo okolja dodajo svoj delež k porastu cene,

trend varstva okolja pa je danes po sprejemu Kjotskega⁵ protokola še aktualnejši. Porajajo pa se tudi nove rešitve skozi uvajanje obnovljivih virov energije (veter, sonce, geotermalni viri, lesna biomasa).

5. *Regulirane cene ne omogočajo normalnega delovanja elektrarn:* državne oblasti so izvedle deregulacijo v Sloveniji z namenom, da bi dosegle polno stroškovno ceno. Sedaj se slovensko povprečje cen elektrike počasi približuje evropskemu in do vstopa v EU torej lahko še vedno pričakujemo podražitve⁶. Vendar nam nihče ne bo dal zagotovila, da se bodo cene potem ustalile. S cenovno kapo za tarifne odjemalce so v Kaliforniji dosegli le povečan izvoz elektrike v države, kjer so podjetja dosegala večje donose. Posledično je prišlo do pomanjkanja in astronomskih cen elektrike v Kaliforniji.
6. *Navidezno liberaliziran trg:* upravičeni porabniki v Sloveniji menijo, da naj bi jim odprt trg bolj škodoval kot ne. Cenovna razmerja med posameznimi kakovostmi električne energije (napetost mora biti pravilna sinusoida in $220V \pm 5$ odstotkov ter kontinuirana brez daljših prekinitev itd.) je vlada prej regulirala, sedaj pa imajo energetiki proste roke, medtem ko je za porabnike trg še vedno zaprt. Cene so se dvignile za 20 - 100 odstotkov, čeprav so na slovenski meji cene nižje za okoli 60 odstotkov sedanjih slovenskih cen, subvencioniranja elektrike pa naj ne bi bilo, saj jo lahko upravičeni odjemalci kupijo od različnih proizvajalcev (Glas Gospodarstva, 2001). Sedaj imamo na trgu štiri različne proizvajalce: Holding slovenskih elektrarn (Dravske, Soške in Savske hidroelektrarne, termoelektrarni Šoštanj in Brestanica ter premogovnik Velenje), Jedrsko elektrarno Krško, Toplarno Ljubljana in Termoelektrarno Trbovlje s prednostnim odjemom – dispečiranjem (to je prilagajanje proizvodnje elektrike porabi na državni ravni). Dispečirajo kvalificirane proizvajalce in proizvajalce, ki uporabljajo domača goriva, v skupnem obsegu največ 15 odstotkov primarne energije, potrebne za proizvodnjo v koledarskem letu porabljene električne energije po energetske bilanci RS. Upravičeni porabnik potrebuje različne vrste energije. Termoelektrarni nudita systemske storitve, Krško tudi ne ponuja vseh vrst energije, torej mu ne ostane drugega, kot da sprejme elektriko Holdinga po ceni, ki jo ta postavi. Trg je le navidezno liberaliziran. Monopol še vedno ostaja, le da cene sedaj diktirajo elektrarne (Anžej, 2002).

⁵ Slovenija je v skladu z EU podprla Kjotski protokol (leta 1997) in naj bi v obdobju 2008-2012 zmanjšala emisije toplogrednih plinov za 8 odstotkov glede na 1986, namreč tega leta so bile emisije CO₂, ki največ prispeva k toplogrednemu učinku, največje (EU ima izhodiščno leto 1990).

⁶ Cene elektrike v Sloveniji, po katerih prodajajo posamezne elektrarne: hidroelektrarne 5-7 SIT, jedrska 11 SIT, termoelektrarne 14 SIT za kWh (Jankovič, 2002). Cene za tarifne odjemalce z dne 20.8.2002, glej prilogo 4. Slovenski Energetski zakon določa metodo zamejene cene za uporabo prenosnega in distribucijskega omrežja (Price Cap), ki jo določa Agencija za energijo. Tarifne postavke določa vlada. Cene za upravičene odjemalce pa se določijo na pogajanjih med odjemalci in elektrarnami, in na trgu elektrike (glej tudi prilogo 3).

Torej za upravičene odjemalce trg trenutno ni bolj učinkovit v primerjavi z reguliranim. Da bi bili 100-odstotno odvisni od uvoza elektrike, pa tako tehnično kot politično ni mogoče. Daljnovodi so opcija za posamezne upravičene odjemalce. Za večje količine (govorim o gigavatih – GW), s katerimi bi oskrbovali celo državo, pa ta pot ni primerna. Politično to predstavlja večje tveganje, kar lepo prikazuje primer Hrvaške, ko ni dobivala elektrike iz Krškega (Glas Gospodarstva, 2001).

V socializmu je bila elektrika družbena dobrina. Čeprav so podjetja veliko dolgovala elektrarnam, so še vedno dobivala elektriko. Nekaj tega razmišljanja se je ohranilo še do danes (Anžej, 2002). Torej elektrarne morajo biti, z njimi pa bomo imeli stroške naslednjih investicij, saj država ne bo dovolila, da propadejo.

Iz naštetega je razvidno da cene niso edini dejavnik, ki povzroča nasedle investicije. Po deregulaciji so cene proti pričakovanju celo višje od dereguliranih. Pričakovali bi, da ob takšnih cenah nastanek naslednjih investicij ni mogoč, saj imajo elektrarne sedaj več prihodkov. V nadaljevanju bom razložila da so vzroki za nasedle investicije največkrat v dejanskih neuspešnih investicijah, kot so v jedrske objekte, katerih gradnja je obstala zaradi spremembe v konkurenčno okolje ali v strankah, ki so odšle h konkurenčnim elektrarnam in podobno.

3.2. Nasedle investicije v praksi

Različnost definicij naslednjih investicij dela preglavice vsem regulatorjem. Na primer v državi Texas imajo dve zanimivi definiciji: potencialno nasedle investicije in nasedle investicije (Georgia Public State Commission, 2001, str. 2).

Nasedle investicije so pretekle finančne obveznosti, ki so nastale v regulacijskem okolju in so v tržnem nerentabilne. Investicije so elektrarne izvedle v upanju, da bo cena elektrike ostala do konca amortizacije teh sredstev regulirana. Torej so jih uvedli brez vednosti o deregulaciji. Ta definicija drži tudi za evropsko zakonodajo.

Potencialno nasedle investicije pa so odvisne od potrošniškega obnašanja in tržnih pogojev, ker nobena investicija ni nasedla, dokler podjetje ne začne izgubljati porabnikov. V večini držav ZDA so regulatorji sprejeli tudi to definicijo.

26. julija 2001 je EU sprejela in objavila Sporočilo v zvezi z metodologijo za analizo državnih pomoči na področju naslednjih investicij, kjer so nasedle investicije »stroški sprejetih obveznosti in zjamčenega obratovanja (garancije), ki jih ni mogoče več plačevati zaradi sprejetja Direktive o skupnih pravilih notranjega trga z električno energijo 96/92/ES«. Za odkrivanje povezave med težavami v podjetju in z vzpostavitvijo Direktive bo Komisija EU upoštevala vsak padec cene ali izgubo tržnega deleža podjetja (Kristan, 2001, str. 1).

Nekaj natančnejših opredelitev naslednjih investicij, ki izhajajo iz omenjenega sporočila:

- izvirajo pred 19. februarjem 1997 (datum začetka veljavnosti Direktive 96/92/ES) ter pomembno vplivajo na konkurenčnost zadevnega podjetja;
- v bilancah podjetja so NI vidne kot rezervacije, namenjene predvidenim učinkom teh stroškov posebej tam, kjer bi to ogrozilo sposobnost razvoja podjetja. Stroški morajo biti nepreklicni. Če jih ima podjetje možnost spremeniti, to vpliva na izračun naslednjih investicij;

- obveznosti in garancije podjetij v skupini niso nasledle investicije (ker so naše elektrarne povezane v holding, so znižale nasledle investicije z medsebojno poravnavo obveznosti in z združevanjem poslovnih funkcij);
- nasledle investicije ustrezajo dejanskim zneskom naložb, plačil ali dolgov, na podlagi obveznosti ali garancij, iz katerih izvirajo. Ne smejo vsebovati dohodka, dobička ali dodane vrednosti, povezanih z obveznostmi ali garancijami, iz katerih izvirajo;
- ovrednotene morajo biti brez vsake dolžne ali plačane pomoči, še posebej pri naložbah, ki so bile deležne državne pomoči;
- v primerih, kjer obveznosti in garancije povzročijo nasledle investicije zaradi predvidenega padca cen električne energije, mora izračun nasledlih investicij upoštevati dejanska gibanja cen električne energije.

V praksi imajo lahko nasledle investicije različne oblike:

- dolgoročne kupoprodajne pogodbe na primer PURPA (Public Utilities Regulatory Policy Act) za ZDA, kjer morajo distributerji kupovati elektriko od neodvisnih proizvajalcev elektrike po cenah, ki so enake stroškom, ki bi jih ta podjetja⁷ dosegala, če bi proizvajala elektriko sama. To so tako imenovani »avoided costs«. Ker so se od sklenitve pogodbe do danes cene in stroški znižali, predstavljajo te pogodbe izgube, saj obstaja na trgu cenejša elektrika, ki pa je ne morejo kupiti zaradi dolgoročnih pogodb PURPA. V tem primeru so nasledle investicije izračunane na podlagi pogojev, pod katerimi bi podjetje na svobodnem trgu kupilo ali prodalo elektriko ceteris paribus (Seitzinger, 2001, str. 1). Podoben primer pogodb velja tudi za definicijo NI v EU;
- naložbe z implicitno ali eksplicitno zagotovljeno prodajo;
- naložbe zunaj obsega normalnih dejavnosti;
- stroški zaradi izgube strank (Net Lost Revenue Approach, ki ga določa ameriška zakonodaja v »Order 888«, glej tudi poglavje 4.1.1.2.1 str. 16);
- »retail wheeling customers⁸« - upravičeni odjemalci zamenjajo le proizvajalca oziroma dobavitelja elektrike, ne pa prenos in distribucijo. Nasledle investicije so v tem primeru razlika med izgubljenimi prihodki podjetja, ki bi jih dobilo od te stranke, zmanjšanjem stroškov zaradi odhoda stranke in prispevkom stranke za uporabo omrežja. Definicija velja le za ZDA, kjer jo zagovarja FERC⁹ (Issuesletters, 1999, str. 2):

$$NI = IP - ZS - PO$$

IP - izgubljeni prihodki podjetja, ker je stranka zamenjala dobavitelja

ZS - stroški zaradi odhoda stranke

PO – prispevek stranke za uporabo omrežja;

- stroški, povezani z zapiranjem jedrskih elektrarn in ravnanjem radioaktivnih odpadkov (Velika Britanija in ZDA).

⁷ Na trgu elektrike v ZDA obstajajo tudi samostojni proizvajalci elektrike (Qualified Producers, Independent Power Producers), ki jih lahko primerjamo s slovenskimi elektrarnami.

⁸ V nadaljevanju bom uporabljala izraz odjemalci omrežja.

⁹ FERC (Federal Energy Regulatory Commission) poleg Kongresa je v ZDA pristojen za reševanje nasledlih investicij na ravni celotne države (Wholesale Interstate Stranded Costs – nasledle investicije, ki so nastale s postavitvijo in uporabo prenosnega sistema). Za nasledle investicije, ki so nastale s postavitvijo in uporabo distribucijskega sistema (Retail Intrastate Stranded Costs) pa so pristojni organi v posamezni državi (Figureoa B. et al., 2001, str. 8).

3.3. Slovenska zakonodaja

Slovenski Energetski zakon (Uradni list RS, št. 79/99) v 4. členu določa da so nasedle investicije tiste investicije, ki so bile načrtovane in izvedene pred 1. januarjem 1997 in v tržnih razmerah niso rentabilne oziroma se ne morejo amortizirati. 26. člen določa, da podjetja v dejavnosti proizvodnje električne energije lahko pridobijo pravico do pomoči pri reševanju nasedlih investicij. Tu je naš zakon nedorečen, a če upoštevamo poročilo EU, vidimo, da je tu mišljena enkratna pomoč države, izpeljana v dogovorjenem časovnem obdobju. Program reševanja nasedlih investicij na podlagi 26. člena sprejme vlada na predlog resornega ministra, trenutno je to minister za okolje in prostor Janez Kopač. Program še nastaja in ga bodo predvidoma poleti 2002 oddali vladi v pregled in odobritev. V 121. in 122. členu podaja Zakon del vira za reševanje nasedlih investicij. Do leta 2003 se lahko podjetja privatizirajo do 45 odstotkov svoje vrednosti. Prvih 10 odstotkov kupnine od 45 odstotkov prodanega premoženja države v elektroenergetskih podjetjih naj uporabijo za reševanje nasedlih investicij. S tem členom je država zagotovila vsaj del denarja, s katerim bo reševala problematiko nasedlih investicij. Ustanovitev javnega holdinga elektrarn naj bi pripomogla k lažjemu reševanju investicij in s temi 10 odstotki kupnine naj bi izvedli tudi dokapitalizacijo holdinga. 125. člen določa, da izvajalci proizvodnje električne energije prijavijo morebitne nasedle investicije do 15. oktobra 2000. Do tega roka so elektrarne prijavile 122,2 milijard SIT stroškov nasedlih investicij. Po pričevanju strokovnjakov naj bi ta znesek izražal predvsem različno razumevanje pojma nasedlih investicij in upravičenosti pomoči države, kot tudi raznolikost metodologij določanja nasedlih investicij in nepoznavanja strogih kriterijev EU za določitev NI. Ob ponovnem ocenjevanju se je izkazalo, da je stroškov, upravičenih do državne kompenzacije precej manj, a več o tem v poglavju 6.3. na strani 40.

4. KAKŠNA JE CELOTNA VREDNOST NASEDLIH INVESTICIJ IN KAKO JO UGOTOVITI?

V reguliranem okolju je cena praviloma postavljena rentabilno, saj regulatorji določijo ceno tako, da tok prihodkov pokrije donos na kapital in tekoče stroške elektrarn. Tržna vrednost kapitala je v regulaciji določena s knjigovodsko vrednostjo¹⁰.

V konkurenci investicije ocenjujejo na podlagi pričakovanih bodočih donosov in denarnega toka. Ko se investicija začne izvajati ob predpostavki, da nima nobenih alternativnih uporab, je njena sedanja tržna vrednost določena s prihodnjimi denarnimi prilivi. Kadar ni alternativnih uporab sredstev, se nasedle investicije v prihodnje ne morejo povrniti z uporabo sredstev na druge alternativne načine. Nasedle investicije so tako določene kot razlika med vrednostjo sredstev v regulaciji (knjigovodsko vrednostjo) in v konkurenci, kjer je vrednost sredstev definirana s pričakovanimi donosi (Maloney et al., 1999, str. 1 - 2).

4.1. Metode določanja vrednosti nasedlih investicij

Metode za vrednotenje nasedlih investicij naj bi bile (Report of the Stranded Cost Working Group, Calculation Methodologies Subcommittee, 1997, str. 1):

- upravičene, poštene in nepristranske,
- nediskriminatorne,
- spodbujale naj bi ekonomsko učinkovitost,
- zagotovile naj bi pravične možnosti elektrarnam, da nadomestijo nasedle investicije.

Vrsto različnih metodologij lahko uredimo v tri sklope, razlikujejo se po vrsti zajemanja sredstev, po času ter po načinu (pogajanja, prodaje) določanja velikosti (V. Stranded Costs, 2002, str. 2 in O'Brien, 1996, str. 1).

1. Metoda *spodaj-navzgor* (bottom-up) izračuna količino vsake investicije elektrarne (glej tudi opombo št. 1 na str. 3 in opombo št. 12 na str. 14: sredstva, ki se upoštevajo v izračunu), ki bi lahko bila nasedla, pri tem pa upošteva vse dejavnike stroškov, ki kritično vplivajo na njih. Slaba stran te metode je, da ne zajame vseh obveznih bremen nasedlih investicij in ocenjevanje zahteva kompleksne izračune, kar pogosto povzroči napake ocen. Moody's jo je uporabil za izračun NI v Michiganu, Indiani, Ohio, Kentuckyju in Illinoisu.

Metoda *zgoraj-navzdol* (top-down) upošteva vsa sredstva elektrarne in izračuna razlike med agregatnimi prihodki elektrarne v regulacijskih pogojih ter ob vpeljavi konkurence. Najbolj znan postopek je izračun neto izgube dohodka (Net Lost Revenues Approach), ki ga podrobneje obrazložim v nadaljevanju. »Top-down« v nasprotju z »bottom-up« zajema vsa sredstva in torej odpravlja pomanjkljivosti zgornjega pristopa. Pojavlja pa se

¹⁰ Zgodovinski stroški sredstev (nabavna vrednost sredstev v bilanci stanja, knjigovodska vrednost) določajo tržno ceno kapitala.

vprašanje ali je potrebno zajeti vsa sredstva, saj ni nujno, da prav vsa povzročajo nasledle investicije.

2. Metoda *ex-ante* ocenjuje vrednost nasledlih investicij pred začetkom prehoda v konkurenčnost. Temelji na zgodovinskih stroških in pričakovanjih o tržnih cenah. Zanesljivost takih rezultatov je odvisna od pravilnosti in zanesljivosti množice predpostavk (cene goriv, ocene povpraševanja, kapacitet elektrarne itd.), uporabljenih v ocenah. Nepravilna pričakovanja lahko privedejo do velikih dobičkov ali velikih izgub. Metoda *ex-ante* je bližja regulatornemu določanju nasledlih investicij. Primer: državni organi določijo vrsto pogajanj, kjer naj bi se določila vrednost NI.

Metoda *ex-post* za razliko od metode *ex-ante* uporablja tržne cene in ocenjuje vrednost nasledlih investicij po vzpostavitvi konkurenčnih pogojev. Zanesljivost takšnih ocen NI je torej večja. Metoda se nagiba k tržnemu določanju nasledlih investicij. Primer: državni organi odredijo prodajo elektrarn, cena teh se primerja s knjigovodsko vrednostjo in na podlagi razlike vrednosti se oceni NI.

3. *Administrativna metoda* temelji na pogajanjih med elektrarnami in regulatorji pri poskusih določitve višine nasledlih investicij. Prav tako se, kot metoda *ex-ante*, sooča s problemi ocen prihodnjih cen. Slaba stran je ogromna količina podatkov, iz katerih se ocenjujejo prihodnje cene elektrike (P_p) in stroški. Premajhna ocena P_p lahko zelo poveča ocene nasledlih investicij, prevelika pa doseže obratni učinek in povzroči precenjenost delnic elektropodjetij. Slabo stran metode naj bi odpravili s periodičnim ocenjevanjem in prilagajanjem ocen dejanskim tržnim cenam.

Tržna metoda ocenjuje vrednosti NI ob opazovanju tržnih cen elektrike, kar zmanjša problem napovedovanja teh cen. Ena izmed možnosti metode je, da elektrarna proda svoje nasledle investicije najboljšemu ponudniku (Net Present Value Approach, Auction) in s tem določi, koliko sredstev je dejansko nasledlih. Tu je velikost nasledlih investicij takoj določena, in sicer kot razlika med prvotno nakupno ceno in sedanjo prodajno. Slaba stran metode je, da velikih svežnjev sredstev ne prodajo hitro in enostavno, to pa znižuje cene. Seveda je metoda omejena le na sredstva, ki se jih lahko proda oziroma porabi v alternativnih uporabah. Natančnost vrednosti NI ocenjene po tržni metodi pa je odvisna od razvitosti trga električne energije.

Tabela 1: Alternativni načini za izračun naslednjih investicij

	Administrativno ocenjevanje		Tržno ocenjevanje	
	Ex-ante	Ex-post	Ex-ante	Ex-post
Spodaj–navzgor »Bottom-up«	Ocene od sredstva do sredstva v hipotetični konkurenci	Sredstva, ocenjena po prestrukturiranju	Sredstva prodana na dražbi	Po deregulaciji prilagajanje nakupne cene
Zgoraj–navzdol »Top-down«	Projekcije tržnih cen z vidika celotnega podjetja	Po reguliranju prilagajanje reguliranih cen	Svežnji sredstev za odpis - »spin-off ¹¹ «	Odložena cenitev »spin-off« sredstev

Vir: O'Brien, 1996, str. 3.

Največkrat uporabljeni metodi ocenjevanja naslednjih investicij v zgoraj omenjeni množici različnih ocenjevanj, sta administrativna in tržna, zato si ju oglejmo natančneje. Izračun naslednjih investicij je pri obeh podoben:

$$\text{Knjigovodska vrednost (book value) – tržna vrednost sredstva (cash flow)}^{12} = \text{nasedle investicije}$$

Po obeh pristopih izračunavamo knjigovodsko vrednost enako, razlika se pojavi pri izračunu tržne vrednosti. Administrativna metoda ocenjuje tržno vrednost na podlagi ocen in pričakovanih cen energije. Tržna metoda jo ocenjuje na podlagi že obstoječih tržno določenih cen (Report of the Stranded Cost Working Group, Calculation Methodologies Subcommittee, 1997, str. 3).

4.1.1. Administrativna metoda

Ta metoda že v sami osnovi napoveduje precejšnjo napako v oceni, vendar ima kljub temu veliko zagovornikov. Pri ocenjevanju je potrebno zelo dobro poznati zgradbo elektrarn in njihovih konstrukcij, s tem pa je povezano veliko stroškov in časa. Točka konfliktov na pogajanjih, ki so sestavni del te metode, pa je, do katere meje podjetjem regulatorni organi priznavajo stroške naslednjih investicij. Vzemimo, da se je ocenjevanje naslednjih investicij začelo pred vpeljavo konkurence v elektrogospodarstvo in začnimo s pristopom ex-ante.

4.1.1.1. Ocenjevanje pričakovanih tržnih cen elektrike in stroškov elektrarne

Tržna vrednost elektrarne je denarni tok elektrarne skozi njeno življenjsko dobo. Po tej metodi je izračunana s pomočjo modelov, ki določajo pričakovane tržne cene elektrike (P_p) z upoštevanjem vrst elektrike in zmogljivosti elektrarne.

Pričakovana tržna cena elektrike (P_p) je ocenjena glede na časovno periodo (urna, dnevna, mesečna postavka cene elektrike) v konkurenčnem okolju. Seveda ni enaka dejanski,

¹¹ Podrobnejša razlaga pojma je na str. 19 v poglavju 4.1.2.2.

¹² Med sredstva (poleg sredstev naštetih na strani 3, v opombi 1) štejejo lahko tudi dolgoročne prodajne pogodbe o dobavljanju energije, o dobavljanju energentov (goriv), okoljevarstveni ukrepi, stroški delavcev ob prehodu v tržni sistem. Končna določitev sredstev, ki so vključeni v izračun, pa je odvisna od posameznih regulatornih organov v posamezni državi.

je pa postavljena na nivoju mejnih stroškov elektrarne ali nekaj nad njimi. Ocena, postavljena na podlagi kompleksnih modelov, ki podajo P_p , je že v osnovi nenatančna, saj trg elektrike ni popolnoma konkurenčen.

Dejavniki, ki vplivajo na P_p in so vključeni v modele (Georgia Public Service Commision, 1998, str. 4 – 5), so:

- cene fosilnih goriv (plin, olje, jedrska energija, premog) določajo ekonomsko sposobnost novih obratov, uporabo alternativnih goriv in konkurenčnost obstoječih elektrarn (Slovenija je vezana na uvoz goriv iz vzhodnih držav, ker domačih virov fosilnih goriv nimamo veliko, njihove cene pa so visoke);
- pričakovano povpraševanje določa obseg zmogljivosti obstoječih elektrarn, potrebo po izgradnji novih obratov in izboljšavi obstoječih ter razvoj uporabe alternativnih virov energije (ob izvozu elektrike iz Krškega bomo do konca izgradnje nove hidroelektrarne na Savi neto uvozniki elektrike, vzpodbujajo tudi uporabo obnovljivih virov energije, vendar je take elektrarne potrebno šele zgraditi);
- sposobnost elektrarne, da zadovolji povpraševanje; ker je pri elektriki potrebno takojšnje ujemanje ponudbe s povpraševanjem, mora elektrarna skrbeti za primerno ponudbo in zadostne rezerve, ki bi jih uporabila ob morebitnem povečanju povpraševanja. Strošek rezerv pa je odvisen od primernosti rezerv, omrežja in stopnje obveznosti zagotavljanja elektrike porabnikom (slovenske elektrarne se ne morejo povsem prilagajati porabi, hidroelektrarnam to preprečuje nizek vodostaj – rezerv pa razen, elektrarne Brestanica, katere elektrika je občutno dražja, nimamo).

Podatki, ki so vključeni v model ocenjevanja NI po administrativni metodi (Marcus, Schilberg, 2000, str. 19 - 20), so:

- ocene investiranja v nove obrate;
- nivo učinkovitosti elektrarne; z dereguliranjem naj bi se nivo produktivnosti dvignil, vendar elektrarne, ki ocenjujejo nasedle investicije po tej metodi, pogosto predvidevajo, da je produktivnost s staranjem elektrarne vedno manj pomembna;
- stroški zapiranja in podaljšanje življenjske dobe; elektrarne menijo, da podaljšanje življenjske dobe ni možno, ob njenem izteku pa jo je potrebno zapreti in obenem zaščititi okolje;
- stroški, ki nastanejo ob vpeljavi tržne podobe elektrarn v konkurenci (administrativni in splošni stroški); ponavadi naj bi te stroške prevzeli na odjemalce oziroma jih označujejo kot nasedle stroške (vključitev omenjenih stroškov v model ocenjevanja pa ni upravičena).

4.1.1.2. Kazalec neto izgube dohodka¹³

Ta administrativna metoda uporablja pristop »top-down« in jo pogosto uporabljajo. Upošteva agregat sredstev elektrarne in na podlagi le-tega izračuna obseg naslednjih investicij.

Razlika = ocena tržne cene elektrike – prihodnji neto prihodki, ki bi jih podjetje imelo, če bi bil trg še naprej reguliran

Sedanja vrednost razlike = nasedle investicije

Prednosti metode:

- relativno nezapleten postopek ocenjevanja, ki ga poznajo tako elektrarne kot regulatorji, saj je podoben določanju cen v reguliranem okolju;
- dovoljuje kompenzacije med sredstvi in stroški, ki so precenjeni ali podcenjeni.

Slabosti metode:

- vključuje nekatere variabilne stroške¹⁴, ki naj ne bi bili primerni za oceno naslednjih investicij;
- ker se metoda zanaša na napovedi cen, so potrebni periodični popravki.

4.1.1.2.1. Primer metode Kazalec neto izgube dohodka - »Order 888«¹⁵

Federal Energy Regulatory Commission (FERC) je uporabila postopek izgubljenih prihodkov za primer naslednjih investicij, ki izhajajo iz odhoda odjemalcev h konkurenčnim dobaviteljem elektrike ali na maloprodajni trg elektrike. Izračun uporabljajo izključno v ZDA.

Namesto ocene prihodnjih cen so vzeli dejansko ceno iz pogodb, ki so jih sklenili z upravičenimi odjemalci:

$$SCO = (RSE - CMVE) \times L$$

SCO – sedanja vrednost naslednjih investicij, ki jih zaračunajo odhajajoči stranki

RSE – sedanja vrednost ocene toka prihodkov izgubljene stranke na podlagi povprečja prihodkov te stranke zadnjih treh let

CMVE - ocena tržne vrednosti s pomočjo prodaje sproščene kapacitete in z njo povezane energije v obdobju L (težko oceniti) ali povprečje stroškov, ki ga stranka plačuje novemu ponudniku v obdobju L

L – »razumna« pričakovana doba poslovanja s stranko, če ta ne bi zamenjala proizvajalca ali dobavitelja elektrike;

Ta način upošteva odhod strank, ki so zamenjale dobavitelja elektrike in zagotavlja polno nadomestitev naslednjih investicij. Stranka plača strošek, ki ga ima podjetje z njenim odhodom, s tem regulatorji spodbujajo, da kupec ostane pri prvotnem dobavitelju in na novo postavi pogoje poslovanja. »Order 888« tudi spodbuja podjetja, da skušajo ublažiti nasedle investicije.

¹³ Net Lost Revenues Approach: Report of the Stranded Cost Working Group, Calculation Methodologies Subcommittee, 1997, str. 3.

¹⁴ To so na primer administrativni in splošni stroški, stroški dela, goriv ter delovanja in vzdrževanja.

¹⁵ O'Brien, 1996, str. 2.

4.1.1.3. Ocenjevanje stroškov nadomestitve¹⁶

Ta metoda ocenjuje vrednost od sredstva do sredstva, torej po principu »bottom-up«. Izračun je naslednji:

$$NI = \text{knjižna vrednost sredstev} - \text{najbolj stroškovno in tehnološko učinkovita zamenjava teh sredstev, ki je razpoložljiva na trgu}$$

Prednosti:

- stroški nadomestitve služijo namesto prodajnih cen; metoda je lahko alternativa tržni metodi prodaje sredstev - »divestiture«;
- če uporabimo stroške nadomestitve kot približek dolgoročnih mejnih stroškov (LMC), tudi nasedle investicije ne temeljijo na kratkoročnih gibanjih cen.

Slabosti:

- metoda lahko povzroči politični proces, ki zahteva veliko pogajanj;
- če uporabimo približek LMC, izpustimo kratkoročno neravnotežje med ponudbo in povpraševanjem.

Metoda meri sredstva v določeni časovni točki v nasprotju z ocenami pričakovanih razlik v prihodkih določenega obdobja. Lahko torej služi za približek prodaje sredstev na trgu, vendar z upoštevanjem, da prodaje ni možno izvesti oziroma ta služi le kot pripomoček za ocenjevanje.

4.1.2. Tržna metoda

Ta metoda ne potrebuje ocenjevanja, sredstva v večini primerov vrednotijo po tržnih, že obstoječih cenah elektrike ex-post, kar zmanjšuje napake. To je relativno enostaven in nepristranski proces, ki ne potrebuje pogajanj med regulatorji in podjetji. Slabost tržnih metod je odvisnost od razvitosti trga električne energije in da precenijo vrednosti delnic, ki naj bi sčasoma padle. Cene so tudi odvisne od količine sredstev, ki bi jih v določenem obdobju prodali. Če jih prodajamo sistematično, se izognemo »razprodaji«. Če sredstva ponudimo vse naenkrat, pade cena in nasedle investicije se posledično povečajo. Nasprotniki teorije trdijo, da se to lahko zgodi le, ko se pojavi nova ponudba sredstev brez povečanega povpraševanja, kar pa v kratkem roku ni možno, še posebej, če upoštevamo tendence večanja povpraševanja.

V nadaljevanju sem izbrala tri metode, po katerih sredstva ocenjujemo tržno in ki jih določa tudi Energetski zakon v 121. členu, kjer je prodaja proizvodnje, distribucije in javnih podjetij za pridobivanje premoga možna z neposredno prodajo strateškemu partnerju, z zbiranjem ponudb ali z izdajo delnic.

¹⁶ Replacement Cost Valuation: Report of the Stranded Cost Working Group, Calculation Methodologies Subcommittee, 1997, str. 4.

4.1.2.1. Vrednotenje na trgu delnic¹⁷

Trg določi, koliko investicij je dejansko naslednih in jih ni mogoče nadomestiti oziroma uporabiti v alternativnih uporabah. Problem te metode je v ceni delnic, ki vsebuje tudi špekulacije v zvezi s povrnitvijo naslednih investicij. Rešitev, ki jo štejejo za pravično in preprosto, je, da je delnica razdeljena na dva dela:

- A-del nudi pravice in ugodnosti delnice, kot v vsakem drugem podjetju;
- B-del nudi izključno pravico do povrnitve stroškov naslednih investicij podjetja, ki bo ugodno rešena.

Vrednost naslednih investicij se potemtakem izračuna:

$$NI = \text{knjigovodska vrednost podjetja pred deregulacijo}^{18} - \text{povprečje vrednosti delnic (samo del A) podjetja v določenem obdobju po delitvi delnic na dva dela}$$

Prednosti:

- ocenjevanje delnic v delu A je za borzne analitike rutinski proces;
- del A odraža tako stroške kot možnosti vpeljevanja konkurence, torej neto učinek na vrednost kapitala ob vpeljavi konkurence - ne podaja zgolj samo ocene vpliva konkurence na porast prihodkov tako kot na primer administrativne metode.

Slabosti:

- lastniki dela B dobijo povrnjen denar za nasedle investicije, podjetja, ki imajo namen poplačati NI, pa do tega denarja za povrnitev investicij nimajo dostopa;
- stroške naslednih investicij določa borza in ne regulatorji;
- udeleženci na trgu kapitala držijo vrednost dela A med postopkom ocenjevanja čim nižje, da zagotovijo polno povrnitev naslednih investicij in da si zagotovijo apreciacijo svojega deleža kapitala.

4.1.2.1.1. Obnašanje cen delnic ob deregulaciji

Pred deregulacijo so bili zaradi monopola donosi delnic elektropodjetij visoki in relativno stabilni. Delnice podjetij so veljale za manj tvegane naložbe. Situacija se je z vpeljavo konkurence spremenila. V ZDA je leta 1994 informacija o vpeljavi konkurence še pred deregulacijo vplivala na velik padec cen delnic javnih elektropodjetij, katerih lastniki so bili investitorji. S tem je povzročila nepravilne napovedi ocen cen in stroškov za vrednotenje NI ter padec tržne vrednosti kapitala teh podjetij. Padec je bil posledica pričakovanih nižjih cen v prihodnosti, ki naj bi jih vzpostavila konkurenca. Kasneje so se cene začele gibati različno glede na različna podjetja in pričakovanja.

Kakšne informacije nosi cena delnic? Dejansko tržno vrednost podjetja, vrednost vseh sredstev, ki niso v zvezi z elektrogospodarstvom in možnost povračila naslednih investicij¹⁹.

¹⁷ The Stock Market Approach: Report of the Stranded Cost Working Group, Calculation Methodologies Subcommittee, 1997, str. 6.

¹⁸ V Sloveniji je to 1. januar 1997.

¹⁹ Vsebuje še veliko več informacij, naštel pa sem le tiste, ki so zanimive v okviru tega diplomskega dela. Več o cenah delnic Mramor Dušan: Teorija poslovnih financ, Ljubljana, Ekonomska fakulteta, 1991.

Kakšen je vpliv informacije o povrnitvi naslednjih investicij na cene delnic (Maloney et al., 1999, str. 6)?

- Če povrnitev NI ni, je cena enaka dejanski tržni vrednosti podjetja.
- Če je zagotovljena polna povrnitev NI, je cena enaka knjigovodski vrednosti podjetja, seveda kadar so NI upravičene.
- Če je pričakovano, da bodo NI več kot povrnjene, je trenutna cena delnic večja kot knjigovodska vrednost podjetja, četudi je dejanska tržna vrednost manjša od knjigovodske.
- Če je vrednost povrnjenih NI določena z razliko med zadovoljivo tržno vrednostjo naslednjih sredstev in neamortizirano vrednostjo, to ne vpliva na ceno delnic.

4.1.2.2. Dražba ali odvzem²⁰

Elektrarna je dala vsa sredstva na dražbo. Razlika med izkupičkom dražbe in knjigovodsko vrednostjo sredstev so nasledle investicije, ki jih je mogoče financirati z državnimi obveznicami.

Kakšna je razlika med izrazoma odprodaja in odpis?

- Odprodaja (divestiture) je izraz za prodajo sredstev podjetja.
- Odpis (spin-off) pomeni dejanje, s katerim podjetje sredstva odpiše. Največkrat z odpisanimi sredstvi ustanovijo hčerinska podjetja, lastništvo sredstev pa se pri tem ne spremeni.

Prednosti:

- če elektrarna želi sredstva obdržati, jih lahko odkupi;
- tržna moč elektrarn se zmanjša ali izniči;
- nasledle investicije so manjše, kot so bile ocenjene v administrativni metodi, ker metoda dražbe ali prodaje ne vključuje donosa netržnih sredstev.

Slabosti:

- ni gotovo, da prodaja sredstev ne bo obdavčena;
- izkupiček je nepredvidljiv, ne vemo, niti kdo bo želel kupiti sredstva niti po kakšni ceni;
- stroški dražbe in administracije za povrnitev investicij so neznani.

4.1.2.3. Metoda sedanje vrednosti²¹

Primer vrednotenja naslednjih investicij po tržni metodi je tudi izračun sedanje vrednosti sredstev in primerjava le-teh z zgodovinskimi stroški sredstev (book value to cash flow) za vsako sredstvo posebej.

Temelji na dveh predpostavkah:

1. ocenjenih sredstev se ne more uporabiti v alternativne načine, temveč samo v proizvodnji elektrike,

²⁰ The Auction and Divestiture Approach, Sale or Spin-off; Physical Hedge: Report of the Stranded Cost Working Group, Calculation Methodologies Subcommittee, 1997, str. 5.

²¹ Discounted Cash Flow ali Net Present Value Approach: Maloney et al., 1999, str. 2.

2. izračun temelji na učinkovitih trgih kapitala in določa tržno vrednost po ceni, po kateri se lahko sredstvo na učinkovitem trgu tudi proda. Vrednost določajo pričakovani denarni prilivi.

Izračun NI po metodi sedanje vrednosti si pogledjmo podrobneje. Od trenutne tržne vrednosti odštejemo knjigovodsko vrednost teh sredstev. Negativen rezultat nam poda vrednost naslednjih investicij.

4.1.2.3.1. Določitev tržne vrednosti sredstev²²

Tržna vrednost sredstva (MV) je potencialni prihodek, ki ga skozi njegovo življenjsko dobo ustvarimo v tržnih razmerah. Izračunamo tržno vrednost investicije poenostavljeno; brez vključenih davkov, strukture kapitala ipd., ker ti ne vplivajo na končne sklepe:

Pričakovani celotni prihodki - 100 SIT

Pričakovani stroški - 75 SIT

Življenjska doba - 10 let (120 mesecev)

Letna obrestna mera - 12%, mesečna obrestna mera 1%;

$$MV = \sum_{i=1}^{120} \frac{(100 - 75)}{(1 + 0,01)^i} = \sum_{i=1}^{120} \frac{25}{(1 + 0,01)^i} = 1745,513 \text{ SIT}$$

Torej je tržna vrednost investicije ali neto sedanja vrednost denarnih prilivov 1745,513 SIT. Če zgradimo objekt z manj kot 1745,513 SIT, je to rentabilna investicija.

1. Po petih letih se denarni priliv povečuje po pričakovani stopnji in ni drugih sprememb glede stroškov in prihodkov. Neto sedanja vrednost investicije je:

$$MV = \sum_{i=1}^{60} \frac{25}{(1 + 0,01)^i} = 1123,876 \text{ SIT}$$

2. Takrat bruto prihodki zaradi padca cene padejo na 75 SIT, stroški pa prav tako, in sicer na 70 SIT. Neto sedanja vrednost bodočih denarnih prilivov za preostalih pet let je:

$$MV = \sum_{i=1}^{60} \frac{5}{(1 + 0,01)^i} = 224,775 \text{ SIT}$$

To je nihanje tržne vrednosti investicije v konkurenčnih pogojih. Od MV bomo odšteli knjigovodsko vrednost (BV-Book Value). Oglejmo si določitev zneska.

²² Net Present Value Approach.

4.1.2.3.2. Določitev knjigovodske vrednosti²³

Zgodovinski stroški so amortizirana nakupna vrednost sredstva. Zgoraj smo določili, da je sredstvo lahko pridobljeno za 1000 SIT. To je vrednost sredstva, zapisana v bilanci stanja. Amortizacijska stopnja je 10 odstotkov na leto. V petih letih pade vrednost sredstva na neodpisanih 500 SIT.

Tabela 2: Računovodska in tržna metoda vrednotenja tržne vrednosti sredstva

V SIT	Začetno stanje	Po 5 letih pred padcem cen	Po 5 letih po padcu cen
Računovodska metoda	1000	500	500
Metoda neto denarnih prilivov	1745,513	1123,786	224,775
Nasedle investicije	0	0	$500 - 224,775 = 275,224$
Vrednost kapitala, če nadaljuje s poslovanjem	1742,513	1123,786	224,775
Vrednost kapitala, če prekine s poslovanjem	0	0	0

Vir: Maloney et al., 1999, tabela št. 7.

Pred padcem cen je razlika med neto sedanjo vrednostjo in knjigovodsko vrednostjo pozitivna; $1123,786 - 500 = 623,786$. Investicija se lahko povrne. Po padcu cen pa je razlika negativna; $224,775 - 500 = 275,224$. Investicija se z prihodnjimi neto denarnimi prilivi ne more povrniti. Po metodi neto sedanje vrednosti so lastniki zaradi padca cene izgubili 275,224 SIT - to so nasedle investicije. Razlika med 1123,786 SIT in 224,775 SIT pa predstavlja izgubo bogastva, ki jo v tržnih pogojih nosijo lastniki podjetja. Ker je sredstvo uporabno le za dejavnost, za katero je bilo zgrajeno, nima oportunitetnih stroškov in se ga torej ne da uporabiti v alternativah. Čeprav so lastniki sedaj oškodovani, pa vsak dohodek, ki preseže variabilne stroške, pripada njim. Obratovanje elektrarne se jim še vedno splača.

Nasedle investicije so tema finančnega področja, ne pa produkcijskega. Če kapital dosega mejne stroške ali jih presega, bo ostal zaposlen, četudi ima nasedle investicije. To je sklep moderne teorije financ (Maloney et al., 1999, str. 4). Slabost metode pa je v tem, da predpostavlja popolno konkurenčen trg, ki v realnosti (še) ni dosežen.

Doslej smo predstavili različne metode izračunavanja NI. V nadaljevanju pogledjmo, kako je mogoče nasedle investicije odpraviti.

5. REŠEVANJE NASEDLIH INVESTICIJ

Povrnitev nasedlih investicij je izrazito normativne narave. Ugotovitve ekonomistov ali naj se povrnejo ali ne, vplivajo v manjši meri na končne odločitve regulatorjev. Koliko nasedlih investicij se povrne, je izključno stvar pogajanj med državo in elektrarnami (Maloney et al., 1999, str. 19).

²³ Historical Cost Accounting Method.

Kaj pričakujemo od metod reševanja (V. Stranded Costs, 2002, str. 11)? Predvsem pričakujemo da:

- porazdelijo stroške konsistentno in pošteno med razrede plačnikov,
- so ekonomsko učinkovite,
- ne preprečujejo vzpostavitve konkurence,
- preprečujejo zlorabe sredstev, pridobljenih za reševanje nasedlih investicij.

Od taks za reševanje NI, ki se jih zaračuna končnim porabnikom, pa se zahteva, da so (V. Stranded Costs, 2002, str. 7):

- v javnem interesu,
- primerne,
- uravnotežene,
- nepristranske,
- neizogibne.

5.1. Se bodo povrnila 100-odstotno ali le delno?

V literaturi se pojavlja polemika obstoja tako imenovanega »dogovora« med elektrarnami in državo ter nenazadnje tudi javnostjo, da elektrarne zagotovijo elektriko, javnost in država pa nemoteno poslovanje elektrarn. Po literaturi sodeč, pisnega dogovora ni, vendar naj bi obstajala neke vrste moralna obveznost med stranema: elektrarne so se obvezale, da po pogojih, določenih od države, zagotavljajo nemoteno oskrbo z energijo svojim »ujetim« odjemalcem na določenem območju po določeni ceni²⁴. V zameno, dobijo s strani države zagotovljen monopolni položaj brez ogrožanja lastne eksistence²⁵.

Ker je država dogovor prekršila in spremenila poslovno okolje v konkurenčnega, naj bi imele elektrarne polno pravico do 100-odstotne povrnitve stroškov, nastalih s to spremembo. Po drugi strani pa država noče priznati polne odgovornosti za nastalo škodo s spremembo poslovnega okolja, in želi prevaliti stroške nazaj na elektrarne in porabnike, ki so te storitve koristili v preteklosti. Nekatere elektrarne so bile sposobne v monopolnem okolju znižati svoje stroške z uporabo večje in bolj učinkovite opreme, kar jim je omogočal monopolni položaj. V zameno za to prednost so se obvezale dobavljati elektriko vsem, ki jo želijo. Nekatere elektrarne pa tega niso pravilno izkoristile in so poslovale nerentabilno. To dejstvo izpodbija upravičenost do 100-odstotne povrnitve.

Če bi tak dogovor med državo in elektrarno resnično obstajal, bi bile delnice elektrarn po tveganju enakovredne državnim obveznicam z minimalnim tveganjem, česar v realnosti ni. S tem dejstvom teorijo izpodbijajo (Maloney et al., 1999, str. 10). Dogovor je tudi enostranski. Potrošniki niso nikoli podpisali dogovora, da bi plačali elektrarni izgube, nastale s spremembo poslovnega okolja, oziroma da bodo kupovali elektriko samo in izključno od ene elektrarne, čeprav je kje drugje elektriko mogoče kupiti ceneje (Thierer, 1997, str. 7).

²⁴ Ob morebitnih izgubah so elektrarne zvišale ceno elektrike in si s tem povrnila izgube.

²⁵ Sem se prišteva donosna cena, s katero je lahko elektrarna pokrila stroške obratovanja, in dosegala pošten donos na kapital, s katerim je lahko pokrila svoje investicije.

5.2. Kaj pa možnost, da se jim ne povrne nič?

Če bodo elektropodjetja dobila povrnjene stroške prehoda v konkurenco, bi lahko tudi podjetja iz drugih dereguliranih panog (telekomunikacije, letalski prevozi itd.) zahtevala povrnitev njihovih stroškov prehoda? To bi povzročilo malo monetarno katastrofo. Bi morali tudi elektrarne pustiti brez pomoči?

V ZDA je Thierer (1997, str. 10) mnenja, da ta možnost podjetij ne bi prizadela toliko, kot sama trdijo. Monopolni položaj podjetij je omogočal pobiranje visokih donosov, ki se v tem prehodnem obdobju gotovo niso izničili. Obstaja tudi možnost, da bi se zelo zadolžena podjetja s terapijo šoka zbudila iz spanja, začela povečevati produktivnost in racionalizirati poslovanje. S pomočmi torej država le podaljšuje iluzije zadolženih elektrarn, zato ideja o ničelni povrnitvi ni nemogoča. V ZDA je ideja aktualnejša. Če veliko elektrarn znotraj ene od držav propade, so sicer vezane na uvoz elektrike iz sosednjih držav. Tveganje, da bi bile cene elektrike iz uvoza višje pa je manjše, saj trgovanje med državami uravnava FERC.

Zaradi celotne nasedlosti sistema²⁶ je ideja o ničelni povrnitvi v Sloveniji skoraj nemogoča. Tudi zaradi že določenih pomoči, ki jih odreja zakonodaja EU, to možnost opustimo.

5.3. Stečaj elektrarn?

Podjetja gredo lahko zaradi prevelikih stroškov prehoda v konkurenco, ki jim jih nihče ne povrne, v stečaj. V ZDA je bil najpogostejši vzrok stečaja podjetij neuspela investicija v jedrske elektrarne. Vendar se še ni primerilo, da bi elektrarne prenehale delovati in da bi porabniki ostali brez elektrike.

Kako je stečaj podjetja, ki opravlja javno gospodarsko službo določen s slovensko zakonodajo? Stečaj pomeni finančno reorganizacijo in poslovanje pod strogim nadzorom stečajnih upraviteljev, lahko pomeni, da drugo zdravo podjetje prevzame obstoječe obrate, ne da bi se proizvodnja ustavila ali pa, da se proizvodnja ustavi, vendar bo omrežje začelo dovajati elektriko od drugega proizvajalca in s tem omogočilo nemoteno oskrbo z elektriko. Po Energetskem zakonu (Uradni list RS, št. 79/99, 64. člen) mora stečajni upravitelj poskrbeti za nemoteno izvajanje javne gospodarske službe. Stečaj se lahko opravi le s takšno prodajo podjetja, ob kateri kupec vse obveznosti, ki jih je imelo podjetje v stečaju, v celoti prevzame. Za javna podjetja, ki upravljajo to službo, pa se stečaj ne more uvesti.

5.4. Ali so podjetja naredila vse, da bi se investicije povrnila?

V literaturi zasledimo dva načina povrnitve, vendar med definicijami različnih avtorjev ni ostre razmejitve: ublažitev (mitigation) in povrnitev (recovery) nasedlih investicij. Prva metoda naj bi bila zmanjševanje nasedlih investicij znotraj podjetij, vendar nekateri

²⁶ Če bi imele težave samo nekatere elektrarne, bi bila ta možnost ničelne povrnitve bolj mogoča, kot pa da gre celoten sistem proizvodnje elektrike v stečaj.

avtorji prištevajo semkaj tudi metode reševanja, v katere so vključeni poleg podjetij tudi potrošniki.

Ublažitev lahko določimo kot zmanjševanje stroškov, prodajo ali odpis nasledlih sredstev (divestiture, spin-off) in tudi sekuritizacijo (V. Stranded Costs, 2002, str.6), ki jo večina drugih avtorjev šteje med strategije povrnitve. Zadnji dve strategiji sta v poglavjih 5.10 in 5.11 tudi opisani podrobneje.

Podjetja ublažijo učinek prehoda v konkurenco (znižajo nasledle investicije) še preden država določi njihovo povrnitev na račun potrošnikov. Tudi sklepi Vlade RS z dne 14. junija 2001 zahtevajo od elektrarn, naj povečajo učinkovitost poslovanja in preglednost stroškov, še preden se začne izvajati reševanje nasledlih investicij (Kristan, 2002, str. 3). Z izboljševanjem ekonomske učinkovitosti in z znižanjem stroškov obratovanja se bodo potencialne nasledle investicije znižale.

Nihče ne ve, ali investicije, ki so nerentabilne danes, v prihodnosti ne bodo prinesle dobička ali prihodkov. Obstaja torej možnost, da bi nekdo kupil ta sredstva na prostem trgu in jih uporabil v alternativne namene. Druga možnost pa je, da bi jih elektrarne same uporabile v druge namene. Podjetje Elektro-Slovenija se na primer pripravlja na odpiranje trga telekomunikacij. Ponujalo bo telefonske storitve preko optičnih kablov, ki tečejo ob električnih vodih in trenutno služijo za nadzor porabe energije. Če bi regulatorji želeli ugotavljati alternativne namene teh sredstev, bi seveda porabili veliko denarja in časa, zato se morajo omejiti na velikost nasledlih investicij v danem trenutku. Veljalo pa bi premisliti o vsaj nekaj načinih najbolj očitne alternativne uporabe sredstev, ki bi v prihodnosti lahko prinesli dobiček, in tako povrnili nakupne stroške. V teh primerih bi jih bilo priporočljivo odšteti od vsote nasledlih investicij.

5.5. So bile nasledle investicije na začetku upravičene ali kako so sploh nastale?

Katere investicije spadajo med nasledle, sem naštela že na začetku. Naj na kratko naštejem, kaj štejejo mednje Američani:

- obsežne investicije v neučinkovite obrate elektrarne (največkrat jedrske), medtem ko dolga obratovanja in izgradnje zaradi neučinkovitosti ni bilo mogoče amortizirati;
- zaračunavanje visokih cen elektrike (za nadomestitev stroškov neučinkovitih investicij) ni več možno, v konkurenci bodo potrošniki poiskali ugodnejšega proizvajalca (v monopolu so za stroške neučinkovitosti plačevali t.i. ujeti potrošniki);
- majhno skupino industrijskih odjemalcev, ki predstavlja pomemben del dohodka, a se bo zaradi konkurence še zmanjšala;
- dolgoročne nakupne pogodbe za elektriko in goriva, katerih cene so v pogojih konkurence postale visoke, sklenjene večinoma s samostojnimi proizvajalci elektrike;
- geografsko izoliranost, ki ne omogoča povezave s številnimi prenosnimi omrežji, preko katerih bi lahko pridobili nove odjemalce;
- regulatorna sredstva: regulatorno obdavčljiva sredstva, ki naj bi se povrnila v prihodnosti, finančne in okoljevarstvene stroške, plačljive na obroke, neamortizirane izdatke za

menedžment povpraševanja (demand-side); stroške opuščenih elektrarn, za katere je bila odobrena povrnitev neamortiziranih stroškov in investicije, zahtevane s strani regulatorjev (O'Brien, 1996, str. 22).

Našteto vodi v izgube dohodka ob vzpostavitvi konkurence, zato elektrarne zahtevajo povrnitev škod (nastalih z zamenjavo poslovnega okolja) od javnosti in države, in to preden vstopijo na trg. Vzpostavitev konkurence, ob takšnih zahtevah elektrarn, je potrebno obravnavati normativno. Katere investicije so upravičene do povrnitve, je izključno predmet dogovora med državo in elektrarnami. Vprašanje je, kako in koliko bo povrnitev vplivala na zaviranje konkurence in kakšen bo odstotek upoštevanja ekonomske učinkovitosti. Lep primer napačnih odločitev je Kalifornija, vendar o tem v poglavju 6.1.

V Sloveniji in EU so razmejili odgovornost za povrnitev med državo, tarifne in upravičene odjemalce, medtem ko je naloga podjetij, da pred prejemom zneskov za povračilo naslednjih investicij povečajo učinkovitost poslovanja.

5.6. Kdo vse naj bi plačal stroške naslednjih investicij?

Na izbiro imamo naslednje skupine:

- obstoječe porabnike,
- davkoplačevalce (država),
- nove porabnike,
- nove elektrarne,
- samostojne elektrarne (velja za ZDA),
- delničarje obstoječih elektrarn,
- odjemalce omrežja, ki uporabljajo le prenos in distribucijo,
- regulatorje.

Regulatorji neradi priznajo, da so poleg regulacijskih sredstev dolžni povrniti tudi druge NI. Večinoma jih prevajajo na porabnike in investitorje. Če bi novi konkurenti plačevali visoke pristopne takse, bi to postavilo vpeljavo konkurence v elektrogospodarstvo pod vprašaj. Če bi obstoječi porabniki morali plačati takso, še preden bi imeli možnost izbrati cenejšo elektriko, bi se učinek konkurence prav tako izničil - ostali bi pri dražjem proizvajalcu, ker si ne bi mogli privoščiti izstopne takse. Ostanejo le delničarji obstoječih elektrarn. Raziskava Research/Strategy/Management, Inc. for Sustainable Energy Coalition je pokazala, da se 70 odstotkov anketiranih strinja, da morajo odgovornost in stroške nositi elektrarne in delničarji sami (Congress Daily, 1996, str. 3). Res je tudi, da so podjetja, elektrarne in institucionalni investitorji, pa tudi lastniki elektrarn bolj primerni za povrnitev investicij. So namreč bolj sposobni nositi tveganja kot gospodinjstva, ki svoje premoženje razpršijo precej dražje od investitorjev.

Seveda pa ni vse črno-belo. Glede na izbiro metode, s katero naj bi se povrnilo investicije, se tudi obveznost plačila porazdeli med različne razrede plačnikov. FERC je določila 36 različnih strategij za povrnitev investicij, v Oak Ridge National Laboratory pa so ocenili, katera izmed skupin, ki bi lahko plačala stroške NI, nosi primarno oz. sekundarno

odgovornost za stroške naslednjih investicij. Izkazalo se je, da so tarifni odjemalci vodilna skupina, za plačilo naslednjih investicij med izbranimi strategijami, tako v primarni kot v sekundarni odgovornosti.

5.7. Na kakšen način bodo naslednje investicije poplačane?

Omenila sem 36 strategij, razdeljenih na šest skupin, določenih s strani FERC. Naštela bom večino, izločila pa bom tiste, ki so prilagojene ZDA in za slovenske razmere niso primerne. Podčrtane metode so se izkazale uspešne pri reševanju naslednjih investicij. Nekaj jih bom v nadaljevanju tudi podrobneje razložila.

Tržna dogajanja

1. Odprti trgi: s pospešeno ukinitvijo monopolov se poveča pritisk vpeljave konkurence na elektrarne.
2. Zadrževanje konkurence: na začetku le nekaj velikih potrošnikov; šele kasneje naj bi se to razširilo tudi na ostale skupine potrošnikov.
3. Odpis ali prodaja elektrarne se uporablja za ocenjevanje tržne vrednosti sredstev in s tem tudi naslednjih investicij, ponavadi se zadrži le tisti del elektrarn, ki služi tarifnim odjemalcem.
4. Združitve znižajo potencialne naslednje investicije s pospeševanjem delovne učinkovitosti ali izboljšanjem tržnih priložnosti²⁷.
5. Trženje odvečnih kapacitet in energije: sproščene kapacitete se zaradi odhoda strank lahko proda in s tem poveča prihodke ter zniža ocene naslednjih investicij.

Možnosti amortiziranja²⁸

1. Pospeševanje amortizacije sredstev elektrarn omogoča, da se sredstva hitreje amortizirajo, v primerjavi z linearno metodo (straight-line), obenem pa lahko dvigne tarifne postavke v času amortiziranja in jih zniža po koncu amortizacijske dobe - za posebna netržna sredstva, kot na primer regulatorna sredstva.
2. Prenos amortizacijskih rezerv - rezerve iz prenosnih in distribucijskih kategorij prenesejo na sredstva elektrarn (velja za povezana podjetja).
3. Pospešena amortizacijska kompenzacija z upočasnjeno amortizacijo: velja enako kot za prvo metodo, le da s pogoji, ki zavirajo amortizacijske stopnje sredstev in niso tvegana, (največkrat prenos in distribucija, ki ostanejo monopoli) preprečuje porast tarif.
4. Gospodarsko izravnavanje: znesek letne amortizacije je vsako leto enak, ima vpliv pospešene amortizacije in se uporablja največkrat ob vpeljavi prodaje sredstev.

²⁷ To metodo so uporabili tudi v Sloveniji.

²⁸ Slovenija je uporabila metodo podaljšanja življenjske dobe ali spremembo metod amortiziranja, da bi dosegla 30-odstotno znižanje stroškov amortizacije.

Določanje tarifnih postavk

1. Prilagajanje donosov elektrarn: tarife se ne spremenijo (cena 10), dovoljen donos elektrarn pa se zniža za stroške prehoda v konkurenco (strošek 2), s katerimi zniža znesek naslednjih investicij, delničarjem se zato donos zniža (donos 8).
2. Odstranitev navzkrižnega subvencioniranja: elektrarne prenehajo navzkrižno subvencionirati različne razrede potrošnikov, s tem pa naj bi cene odražale prave stroške elektrarn.
3. Prestrukturirane tarife: tarife za vse tarifne odjemalce so razdeljene na dva dela – *energijska* tarifa v višini mejnih stroškov in *fiksna* tarifa v višini fiksnih stroškov. Ta metoda naj bi uspešno popeljala elektrarne v konkurenčno okolje.
4. Razdeljene tarife: poleg zgornje razdelitve tarif vključuje ta metoda v tarife še stroške distribucije in prenosa ter pomožnih storitev, s podobnim pozitivnim učinkom na zmanjšanje naslednjih investicij kot metoda, omenjena v 3. točki.
5. Dovoljena fleksibilnost tarif za potrošnike; cilj je zmanjševanje stroškov naslednjih investicij.
6. Določanje tarif na podlagi poslovanja. Tarifna postavka na podlagi stroškov storitev se zamenja s cenovno (Price Cap) ali prihodkovno kapo, ki se periodično prilagaja inflaciji in minimumu produktivnosti, vzpodbuja znižanje stroškov in povišanje produktivnosti ter prenaša tveganje od kupcev na elektrarne (v Sloveniji naj bi uporabili pri določanju tarifnih postavk tako imenovano metodo zamejenih cen, ki je zelo podobna metodi cenovne kape).
7. Prepoved vključevanja določenih stroškov v tarife: če gre za stroške, ki že prej niso bili vključeni v tarife in so v primerjavi z ostalimi stroški v povprečju visoki.
8. Neposredna prevalitev stroškov NI na tarifne odjemalce: strategija ni priljubljena, ker stroške odhajajočih strank plačajo tisti, ki nimajo izbire, drugače pa bi jih morali plačati delničarji in/ali upravičeni odjemalci.
9. Izstopne takse odhajajočih odjemalcev temeljijo na zgodovinskih stroških, večinoma v oblikah pavšala ali v obrokih; ta strategija odpravljanja NI je priljubljena pri FERC (Federal Energy Regulatory Commission).
10. Pristopne takse so lahko fiksne ali spremenljive, zaračunane za prenos in distribucijo, vključen je lahko tudi prispevek za naslednje investicije v obliki pavšala ali obrokov. Tu vse stranke prispevajo k reševanju naslednjih investicij (tako imenovani pribitek na omrežje bi uporabili tudi v Sloveniji, če denar od kupnin ne bi zadoščal za poravnavo naslednjih investicij).

Zniževanje stroškov elektrarn

1. Zniževanje obratovalnih stroškov: zapiranje nerentabilnih elektrarn, zniževanje stroškov vzdrževanja in delovanja itd.
2. Zniževanje stroškov programa javne politike: energetska učinkovitost, raziskovalni in razvojni programi.
3. Zniževanje stroškov nakupnih pogodb elektrike: ponovna pogajanja za določitve cen v pogodbah.

4. Finančni odpisi sredstev: strategija ponuja možnost, da elektrarne same od sebe postanejo bolj konkurenčne²⁹.

Davčne stopnje

1. Potrošniški davek: vsota bi se zbirala v sklad, iz katerega bi se financiralo nasledle investicije in ostala netržna sredstva.
2. Nacionalni davek za jedrske elektrarne.
3. Produktijski davek je podoben potrošniškemu, le da ga plačajo elektrarne, proces zbiranja bi bil bolj enostaven in manj kontroverzen.
4. Odtegljaj davkov ali kredit za nerentabilna in neamortizirana sredstva elektrarn naj bi vpeljali, zaradi pričakovanega odpisa sredstev.

Druge možnosti

1. Umakniti dolžnost dovajanja elektrike. Elektrarne bi morda umaknile nerentabilna sredstva ali znižale presežne kapacitete in s tem tudi nasledle investicije.
2. Zakonita povrnitev nasledlih investicij, predvsem regulatornih sredstev, za katere je predviden delež v tarifi²⁹.
3. Vstopna taksa za vračajoče stranke bi pokrila stroške, nastale zaradi odhoda stranke.
4. Vstopna taksa za nove elektrarne deluje proti konkurenci.

Tabela 3: Kdo nosi stroške nasledlih investicij?

Strategija	Delničarji	Tarifni odjemalci	Davkoplačevalci	Odjemalci omrežja ³⁰
Združitve	-	-	-	-
Pospeševanje amortizacije sredstev elektrarn	-	P	-	-
Pospešena amortizacijska kompenzacija z upočasnjeno amortizacijo	-	P	-	-
Gospodarsko izravnavanje	-	P	-	-
Prilagajanje donosov elektrarn	P	-	S	-
Odstranitev navzkrižnega subvencioniranja	-	P	-	-
Prestrukturirane tarife	-	P	-	-
Razdeljene tarife	-	P	-	S
Določanje tarif na podlagi poslovanja	P	S	-	-
Takse dostopa do omrežja	-	P	-	P
Finančni odpisi sredstev	P	-	S	-
Zakonita povrnitev nasledlih investicij	-	P	-	P

P – primarna odgovornost za plačilo stroškov nasledlih investicij, S – sekundarna odgovornost za plačilo stroškov nasledlih investicij, – ni odgovornosti za plačilo stroškov nasledlih investicij

Vir: O'Brien, 1997, str. 10 - 12.

Tabela določa, kdo nosi stroške investicij, upoštevajoč razdelitev med več potrošniških razredov. Tarifni odjemalci so večinski primarni nosilci odgovornosti stroškov nasledlih investicij; kar velja tudi v preostalih strategijah FERC, ki jih v tabeli nisem upoštevala. Tudi v Sloveniji so tarifni odjemalci predvideni za nosilce stroškov nasledlih investicij. Za nasledle investicije naj bi plačali 0,1 SIT na ceno kilovatne ure, kot dodatni pribitek na prenosno omrežje v časovno omejenem obdobju, če denar iz odprodaje sredstev ne bi zadostoval.

²⁹ Uporabili tudi v Sloveniji.

³⁰ Upravičeni odjemalci zamenjajo le dobavitelja elektrike, prenosa in distribucije pa ne.

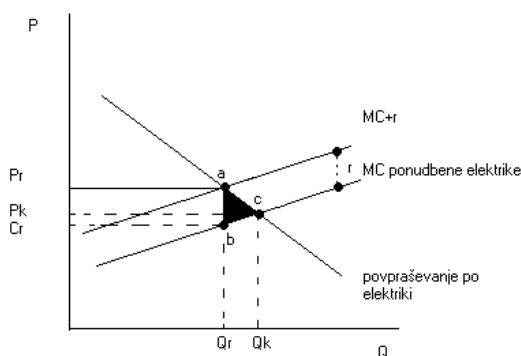
Izkazalo se je, da ta rešitev nima pravne podlage v Energetskem zakonu, zato sistem povrnitve v Sloveniji zajema tarifni trg, prednostno dispečiranje kot pribitek na prenosno omrežje, priliv sredstev iz proračuna in posamezne oblike združevanja. Primarno torej nosi pri nas odgovornost država.

5.8. Vprašanje učinkovitosti

Delničarji elektrarne, ki je upravičena do povrnitve stroškov nasedlih investicij s strani države, se zavedajo, da se vrednost kapitala elektrarne poveča. Dvignejo se cene delnic ali tečajji obveznic. Kako in za koliko, je stvar prerazporeditve dohodka elektrarne. Pomembno pa je, da so nasedle investicije povrnjene učinkovito!

Maloney meni (Maloney et al., 1999, str. 16), da so fiksne ali pristopne takse najbolj učinkovita strategija prelivanja denarja od potrošnikov do proizvajalcev.

Slika 7: Učinkovitost takse r na ceno elektrike



P_k – cene elektrike v konkurenci

Q_k – prodana količina v konkurenci po ceni P_k

r – taksa na enoto za povrnitev nasedlih investicij

P_r – cena skupaj s povrnitvijo

$r * Q_r$ – količina povrnjenih nasedlih investicij

C_r – stroški elektrike, izključujoč povrnitev nasedlih investicij;

Vir: Maloney et al., 1999, str. 16.

Da bi delno ali v celoti povrnili nasedle investicije, so regulatorji postavili takso r kot enotni porast takse na energijo. Cena zraste od P_k na P_r in količina prodane elektrike pade na Q_r . Cena se bo povečala le za r , če so mejni stroški proizvodnje elektrike, pri ustrezni količini proizvodnje, konstantni. Nova tarifa elektrarn brez takse za povrnitev r je C_r . Tiste elektrarne, ki svojih investicij ne povrnejo, bodo morale prodajati elektriko po nižjih tržnih cenah C_r . Obrate z visokimi mejnimi stroški bodo ustavili in celotna količina proizvedene elektrike se bo znižala na Q_r .

Elektrarne bodo prejele dodaten dohodek pravokotnik baP_rC_r – povrnitev nasedlih investicij. Del te ploščine je prenos potrošniškega presežka k proizvajalčevemu, ki ne bo vplival na zdravje celotne ekonomije. Trikotnik Δabc predstavlja mrtvo izgubo, je del proizvajalčevega presežka in del potrošniškega. Vzrok za mrtvo izgubo na ravni gospodarstva

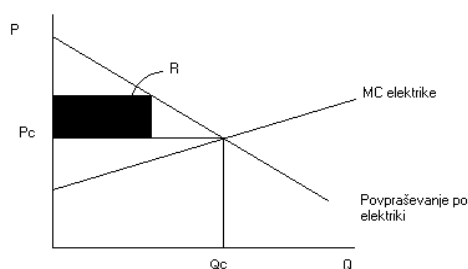
je potrebno iskati v ceni povpraševanja po elektriki, ki leži nad mejnimi stroški proizvodnje. Vpeljava takse r za povrnitev nasedlih investicij povzroči, da se informacije o ceni elektrike, ki jo imajo porabniki, ne skladajo več z mejnimi stroški proizvodnje. Potencialni donos iz trgovanja se tako izniči. Najslabša možnost reševanja NI je ob vpeljavi takse na cene uporabe prenosnega omrežja. V prenosu ni nasedlih investicij in povezava med prenosom in proizvodnjo bi povzročila nezaželene in neučinkovite navzkrižne subvencije, ki bi cenam onemogočale odražati prave stroške (Maloney et al., 1999, str. 16 - 17).

5.9. Kako se izogniti mrtvi izgubi?

Učinkovito reševanje investicij predstavlja uvedbo pristopne tarife za prenašanje sredstev od potrošnikov k proizvajalcem. Cena je sestavljena iz dveh delov³¹:

1. iz tarife pristopa za uporabo elektrogospodarskega sistema, ki ni odvisna od količine porabljene elektrike;
2. iz tarife za enoto porabljene elektrike.

Slika 8: Metoda dvodelne cene za povrnitev nasedlih investicij



Vir: Maloney et al., 1999, str. 17.

Brez povrnitve nasedlih investicij v konkurenci je cena P_c in količina prodane elektrike Q_c . Imamo n homogenih potrošnikov in R je količina nasedlih investicij, ki naj bi se povrnila. Učinkovita pristopna tarifa za vsakega potrošnika je R/n na določeno obdobje. Ta tarifa nima vpliva na enotno ceno elektrike. Predpostavimo, da ni dohodkovnih učinkov na povpraševanje in da to ostane nespremenjeno. Ali bo omenjena tarifa zmanjšala število porabnikov? Še vedno bodo kupovali enako količino elektrike kot pred pristopno tarifo. Ta naj bi dovoljevala prevalitev denarja od potrošnikov k proizvajalcem brez vpliva na tržno ravnovesje. Potrošnikom bi se blaginja zmanjšala, za enak znesek pa bi se povečala blaginja proizvajalcem, ne da bi to vplivalo na delovno učinkovitost, bruto domači proizvod in ekonomsko blaginjo.

³¹ Primerljivo s cenami v telefoniji.

Alternativa tej metodi je uvedba davka na dohodek. Iz tega zneska bi se elektrarnam plačevalo nasedle investicije, saj so skoraj vsi, ki prejemajo dohodke, tudi porabniki elektrike. Pravzaprav pa dvojna cena ni nič drugega kot potrošniški davek na elektriko (Maloney et al., 1999, str. 18). Maloney (1999, str. 19) torej zagovarja, da naj se nasedle investicije povrnejo skozi dvodelno pristopno tarifo ali s splošnim obdavčenjem ter subvencijami, ki ne zmotijo ravnotežja med konkurenčno ceno in mejnimi stroški proizvodnje elektrike. Na tem mestu pa se poraja naslednje vprašanje: zakaj bi potrošniki plačevali za napačne finančne odločitve elektrarn in države?

5.10. Sekuritizacija ali listninjenje

Za ublažitev vpliva vpeljave konkurence v elektrogospodarstvu uporabljajo primarne finančne strategije, kot so odpisi sredstev, reamortizacija in listninjenje. Prvi dve sta dokaj poznani, zadnjo pa si oglejmo podrobneje. Listninjenje se uporablja za sredstva, ki nimajo tržne vrednosti, na primer za regulatorna sredstva (V. Stranded Costs, 2002, str. 6 - 7). Regulatorji določijo tarifo za potrošnike, prihodki od pobiranja tarife pa pripadajo elektrarnam.

Potek listninjenja zneska NI pa poteka v štirih korakih (Georgia Public Service Commission, 1998, str. 10).

1. Država določi količino nasedlih investicij, ki se jih bo listnilo. Podjetje oceni velikost nasedlih investicij.
2. Podjetje izda obveznice (v velikosti ugotovljenega zneska nasedlih investicij) na odprtem trgu kapitala, kar zviša kreditno kotacijo podjetja.
3. Podjetje dobi denar od prodaje obveznic.

Tako lahko podjetje hitro pridobi sredstva, s katerimi pokrije izgube nasedlih investicij, na novo postavi pogoje nakupnih pogodb za goriva ali na novo investira. Drage dolgove na kapital elektrarn se z listninjenjem zamenja s cenejšo možnostjo - obveznicami, ki temeljijo na državno zagotovljenem prihodku – tarifah. Prihranki stroškov kapitala izhajajo iz znižanja tveganja za investitorje in zvišanja tveganja za potrošnike.

Upnike odplačujejo skozi daljše obdobje do dospelja obveznic, kar pa zahteva potrditev, da je takšen tok prihodkov varnejši od navadnih obveznic elektrarn. Varnost dolga do lastnikov obveznic naj bi predstavljali prihodki iz prehodnih tarif ali drugih neizogibnih tarif. Slabe strani metode so:

- izgubi se nadzor nad velikostjo nasedlih investicij, ki so upravičene do povrnitve;
- podjetje pride do sredstev za kompenzacijo, še preden se določi, katere investicije so upravičene do povrnitve;
- izdaje novih obveznic lahko povzročijo padec cen že obstoječih obveznic in tudi obstoječi upniki so naenkrat izpostavljeni višjemu tveganju;

- novi upniki so v primeru stečaja poplačani pred obstoječimi, javnost bi morala biti obveščena o tveganju nakupa takih obveznic in o dejstvu da ne obstaja stoodstotno zagotovilo, da bodo podjetja sposobna izpolniti svoje obveznosti³²,
- tarifni odjemalci ponovno plačajo listninjenje v celoti.

Napake v napovedovanju in ocenjevanju naslednjih investicij imajo lahko usodne posledice. Ocene reagirajo že na zelo majhna odstopanja od predvidevanj, saj temeljijo na špekulativnih ocenah gibanja konkurenčnega trga. Najbolj znan primer uporabe te metode je Kalifornija (V. Stranded Costs, 2002, str. 12).

5.11. Prodaja sredstev na dražbi

Ta način sem okvirno predstavila že v poglavju 4.1.2.2. Ker pa naj bi ga uporabili tudi v Sloveniji za prodajo distribucijskih podjetij, si ga pogledjmo natančneje. Razlika med slovenskim in ameriškim pristopom je le, da v našem primeru sredstva elektropodjetij prodaja država, v ZDA pa so prodajala večinoma podjetja sama.

Podjetje se odloči, ali prodati v trenutku, ko za sredstva dobi maksimalno tržno vrednost na dražbi in jih torej proda naenkrat, ali pa po delih skozi določeno časovno obdobje. Tudi mnogo starih objektov, ki so že amortizirani, vendar so strateškega pomena, bo še vedno doseglo pozitivno vrednost. Izkupiček iz prodaje teh sredstev pa bo uporabljen za kompenzacijo naslednjih investicij (V. Stranded Costs, 2002, str. 5).

Državno premoženje se lahko proda, če je zagotovljeno nemoteno izvajanje javne gospodarske službe. Metode morajo biti javne in pregledne. Kadar je cilj prodaje premoženja doseganje čim višje kupnine, mora biti prodaja opravljena na licitacijske načine kot so (20. člen ZIPRS2001):

1. javna ponudba - nedoločen krog ljudi dobi vabilo k nakupu pod vnaprej določenimi pogoji;
2. dražba - pogodba o nakupu, sklenjena s ponudnikom, ki ponudi najvišjo ceno nad izklicno ceno;
3. zbiranje ponudb - nedoločen krog ljudi dobi vabilo, naj pošljejo ponudbo za nakup premoženja pod določenimi pogoji.

Če pa je potrebno zagotoviti tudi trajno rast gospodarstva, se z zainteresiranimi kupci, izbranimi na podlagi javnega zbiranja ponudb, pogajajo in glede na rezultat sklenejo pogodbo.

Vrednost premoženja oceni pooblaščen ocenjevalec vrednosti nepremičnin ali pooblaščen ocenjevalec strojev in opreme (2. in 3. odstavek 63. člena Zakona o revidiranju, Uradni list RS, št. 111/2001). Kupnina od prodaje stvarnega in finančnega premoženja, zmanjšana za stroške pripravljalnih dejanj in ostalih stroškov, povezanih s prodajo, je prejemek državnega premoženja.

³² Lahko se zgodi, da dejanski denarni tokovi iz prehodnih tarif (on-going transition taxes) ne bodo dosegli pričakovanih.

Obstajata dva prevladujoča načina prodaje sredstev (O'Brien, 1999, str. 5):

1. prodaja vseh obratov razen tistih, s katerimi oskrbuje tarifne odjemalce (Rate-base spin-off);
2. prodaja prenosnih sredstev v upanju, da tržna vrednost sredstev presega knjigovodsko vrednost, kar naj bi uporabili za kompenzacijo izgub – naslednjih investicij, izhajajočih iz prodaje sredstev proizvajalcev elektrike. Vrednost teh proizvodnih sredstev je bila namreč pod knjigovodsko.

Prednosti te metode so (O'Brien, 1999, str. 5):

- zmanjšana tržna moč podjetij,
- znižani konflikti med reguliranim in nereguliranim delom,
- prodaja obratov drugim lastnikom (z boljšimi organizacijskimi in poslovnimi sposobnostmi) lahko izboljša njihovo učinkovitost.

6. PRIMERI REŠEVANJA NASEDLIH INVESTICIJ PO SVETU

V tem poglavju bom predstavila nekaj najbolj zanimivih primerov reševanja naslednjih investicij v tujih državah, kot so Kalifornija in naše sosede v Evropski uniji. V prilogi 1 je tudi tabela izbranih ameriških držav in pregled njihovega reševanja NI.

6.1. Kalifornijski mrk

Kalifornija je dober primer slabega dereguliranja. Deregulacija (oziroma prestrukturiranje) je pripeljala do občasnih izklopov elektrike in nerazumljivo visokih cen.

6.1.1. Kronologija³³

Leta 1993 je California PUC³⁴ podala poročilo o potrebi prestrukturiranja elektrogospodarstva z zahtevo, da naj bi bil ta bolj prepuščen konkurenčnim silam, kot pa državnemu urejanju.

Leta 1995 so v California PUC določili vrste naslednjih investicij: sredstva elektran, pogodbe s samostojnimi proizvajalci (PURPA) in regulatorne dolžnosti. Za metodo reševanja NI so predvideli tarifo za prehod v konkurenco imenovano CTC (Competition Transition Charge). To je dodatna mesečna obremenitev, sorazmerna z rabo elektrike, ki bi jo vsi odjemalci plačevali za nadomestitev naslednjih investicij. PUC ni določila roka, do katerega se CTC pobira, želela je, naj se CTC pobira čim dlje, da bi tako zadržala cene na ali pod tedanjim nivojem - torej pred začetkom deregulacije.

Začetek deregulacije je bil april 1998. Za znižanje tržnih deležev je PUC zahtevala od Southern California Edison in Pacific Gas & Electric, naj na dražbi prostovoljno prodajo 50 odstotkov svojih zmogljivosti, ki proizvajajo elektriko iz fosilnih goriv. Donos na kapital

³³ Hirst, 1998, str. 1-7.

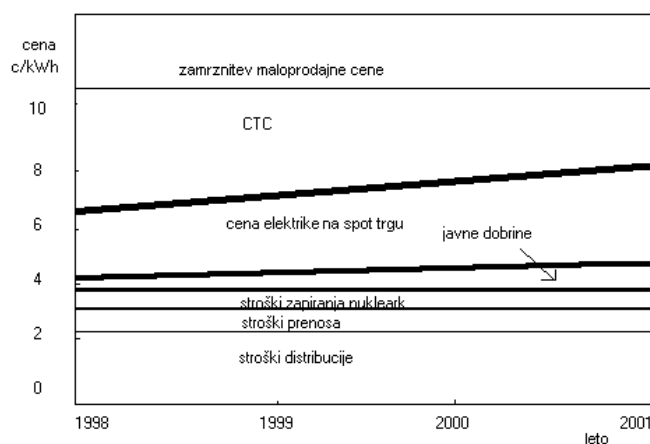
³⁴ California Public Utility Commission

sredstev naslednjih investicij naj bi bil zaradi zagotovila, da se bodo NI povrnila, samo 3-4 odstotke nižji od tradicionalnega donosa, tako da prodaja zmogljivosti ne bi ogrožala obstoja podjetij. Leta 1997 jima je prodaja uspela s tržno ceno skoraj 90 odstotkov nad knjigovodsko vrednostjo.

Ustanovili so ISO (Independent System Operator)³⁵ in PX (Separate Power Exchange, ki si ga lahko predstavljamo kot upravljavca in prodajalca elektrike na »spot« trgu). Tri delniška podjetja naj bi prodala vse svoje zmogljivosti v PX in nato od njega kupovala elektriko za maloprodajni trg od 1998 do 2003. Podjetja so lahko NI reševala s pomočjo odjemalcev od leta 1998 do konca leta 2001. Znesek povrnitve je bil določen kot razlika med cenami s cenovno kapo (cene niso bile prilagojene inflaciji) za različne potrošniške razrede in med stroški podjetja, oziroma kot preostali znesek, ko od celotne tarife odštejemo stroške prenosa, distribucije, stroške jedrskega zapiranja, javnih dobrin in elektrike, glej sliko 9.

6.1.2. Cene

Slika 9: Cene v Kaliforniji, ki omogočajo povrnitev naslednjih investicij



Vir: Hirst, 1998, str. 4.

Ker je bila CTC razlika med prihodki in stroški pri maloprodajni ceni s cenovno kapo, PUC ni uvedla dodatnih reševanj NI. Če bi želela podjetja več denarja za povrnitev NI, bi morala znižati vse ostale stroške, da bi se znesek ob nespremenjenih cenah CTC zvišal.

Povrnitev stroškov nekaterih PURPA-pogodb, programov usposabljanja delovne sile in jedrskih stroškov naj bi trajala še dve desetletji - nekje do leta 2025.

³⁵ Povpraševanja po elektriki se v ISO zberejo en dan pred zahtevano porabo, enako tudi ponudba. ISO tedaj poveže ponudbo s povpraševanjem, in sporoči podjetjem, katera elektrika bo kupljena. Ker so ocene povpraševanja skoraj vedno napačne in prenizke, se veliko elektrike kupi na urnem trgu, kjer velja državni zakon najvišje cene.

Sedanost kaže drugačno sliko, in sicer:

- visoke cene,
- stečaj dveh največjih elektrogospodarskih podjetij v Kaliforniji,
- izpade elektrike.

Vzroki, ki niso omogočili nizkih cen, konkurence in bolj zanesljive oskrbe z elektriko, naj bi bili predvsem v prestrukturiranju in ne v deregulaciji. Po mnenju Passatina (2002, str. 2) je stanje v kalifornijskem elektrogospodarstvu rezultat političnega mikromenedžmenta in tržnih motenj, ki so rezultat naslednjih ukrepov:

- državno določenih cen za odjemalce;
- podjetjem ni dovoljeno samostojno sklepanje pogodb, namesto direktno od elektrarn morajo odkupiti elektriko od državno vodenega PX po pravilu najvišje odkupne cene, potem elektriko prodajo po ceni pod stroški nakupa. FERC je sedaj dovolila, da se lahko sklepa dolgoročne pogodbe o dobavljanju elektrike brez posredovanja države, le da bo za izpeljavo tega zakona potreben čas;
- država določa pravila poslovanja, kot na primer prodajo elektrarn in nakup skozi PX;
- cenovne kape in težavna tržna pravila preprečujejo vstop novim konkurentom;
- nove državne omejitve otežujejo vzdrževanje elektrarn in prenosnih omrežij.

Glavni vzrok za nastalo škodo naj bi bila vpeljava regulacije cen s cenovno kapo³⁶ (Price Cap) tako za tarifne odjemalce kot za večje stranke. Cenovne kape ne odražajo pravih informacij o stroških in spremembah cen elektrike. To vodi do povečane porabe v času velikega pomanjkanja elektrike, kjer bi se ob zadostnih informacijah pričakoval upad porabe. Povečana poraba pri cenah, postavljenih pod stroške, povzroča velike finančne izgube, ki jih skušajo podjetja kompenzirati z dvigom cen na debelo. Spomladi 2000 so te cene hitro rasle, zato je ISO vpeljal cenovno kapo tudi nanje. Količina elektrike je upadla, saj so jo proizvajalci prodajali izven države, ker jim je to prinašalo več dobička. Cene elektrike ob pomanjkanju niso porasle, zaradi cenovnih kap so ostale nespremenjene, prav tako poraba. Akutno pomanjkanje elektrike se je sprevrglo v izpade. ISO je dvignil cenovne kape, da bi preprečil izpade elektrike.

To so kratkoročne posledice vpeljave cenovnih kap, dolgoročne pa so razvidne v zmanjšanju investiranja v nove kapacitete, novih primanjkljajih elektrike in ostalih tržnih motnjah ter v potrebi po novih državnih intervencijah in odlokih o elektrogospodarstvu.

Moore in Kiesling (2001a) sta predlagala nekaj sprememb in ukrepov za izboljšanje nastalega položaja:

- nacionalizacija podjetij (zagovarja jo guverner Gray Davis),
- poenotenje političnih idej o deregulaciji,
- PX in kratkoročni (spot) trg naj bi postala prostovoljna,
- pospeševanje dolgoročnih nakupnih pogodb elektrike,

³⁶ Regulacijska komisija določi največje dovoljeno povečevanje cen na podlagi obrazca RPI-X, kjer je RPI stopnja inflacije znižana za faktor X (ocena naraščanja produktivnosti dela). V elektrogospodarstvu znaša X povečini 0, 1 ali 3. (Hrovatin, 1999, str. 37).

- odprava cenovnih kap,
- pospešitev gradnje elektrarn s poenostavitvijo postopka pridobivanja dovoljenj in doseganja standardov,
- vpeljava občinskih elektrarn na trg,
- odstranitev državne kontrole v delovanju elektrarn.

Uspešne deregulacije drugod po Ameriki dokazujejo, da je le-ta mogoča. Najuspešnejša rešitev bi torej bila nadaljevanje prave deregulacije v smislu vpeljave tržnih cen.

6.2. Evropska unija in ostale evropske države

Za Evropo so podatki bolj skopi, vendar si lahko vseeno pogledamo različne ukrepe evropske zakonodaje in reševanja naslednjih investicij po državah. Omenila sem že, da so tu naslednje investicije določene strožje in ne dopuščajo tako imenovanih potencialnih naslednjih investicij. 87. člen Pogodbe o Evropski skupnosti določa prepoved državnih pomoči, 2. in 3. odstavek pa omogočata izjeme, ki tudi v sektorju elektrogospodarstva dovoljujejo državne pomoči. V primeru naslednjih investicij je državna pomoč načrtovana za lažji prehod elektroenergetskih podjetij v konkurenco. To izkrivljanje konkurenčnosti naj bi bilo upravičeno in, če je časovno omejeno, ne bi resno ogrozilo tržnega poslovanja. Ne nazadnje bi lahko podjetja brez državnih pomoči svoje negospodarne obveznosti in garancije prevabila na tarifne odjemalce (Kristan, 2002, str. 2).

Merila, ki morajo biti izpolnjena, da je državna pomoč upravičena, so:

- državna pomoč ne sme presegati upravičenih naslednjih stroškov, ki so jasno opredeljeni;
- dopuščati mora razvoj konkurenčnosti in upoštevati spremembe konkurence, ki imajo vpliv na obseg naslednjih stroškov;
- potrebno je letno poročilo države članice o razvoju konkurence na njenem trgu z elektriko, o tem, kako so bile upoštevane naslednje investicije za to leto, in navedbo plačane pomoči;
- s časom bo obseg pomoči padal, kar naj bi postopoma pripravilo podjetja na liberaliziran trg;
- največji znesek pomoči podjetju mora biti že vnaprej določen z upoštevanjem povečanja produktivnosti;
- za preprečitev kopičenja pomoči je potrebno jamstvo države članice, da ne bo plačala katerekoli pomoči za reševanje; kompenzacije za naslednje naložbe, ki so dolgoročno neuspešne, ne olajšujejo prehoda v konkurenco.

Metode financiranja državnih pomoči so stvar odločitve posamezne države, da le niso v nasprotju s cilji Direktive 96/92/ES. Pogoji pa so naslednji (Kristan, 2002):

- način financiranja ne sme odvracati konkurentov od vstopa na regijske trge elektrike;
- kompenzacije se ne sme financirati iz obdavčenja tranzita električne energije med državami članicami ali iz davščin, ki se nanašajo na oddaljenost proizvajalca in porabnika;

- potrebna je tudi poštena razmejitev finančnih virov, ki izhajajo iz prispevkov tarifnih in upravičenih odjemalcev;
- prispevek ne sme presežati zneska naslednjih investicij, ki ustreza tržnemu deležu skupine odjemalcev.

6.2.1. Pregled po državah

V večini držav naj bi stroške krili upravičeni in tarifni odjemalci, zaradi česar bodo v nekaterih državah povišali cene elektrike.

EU je poenotila sklepe o državnih pomočeh za reševanje NI na podlagi prijav naslednjih investicij po posameznih državah (Medved, 2001, str. 3):

- podjetjem v dejavnosti proizvodnje električne energije je potrebno omogočiti postopen prehod v konkurenčno poslovanje;
- pokrivanje naslednjih stroškov bo za posamezne upravičence edina državna pomoč, ki bo zanje možna;
- pomoči se bodo morale od februarja 2006 dalje zmanjševati;
- po letu 2010 pomoči ne bodo več možne;
- Evropska komisija bo v državah članicah omejevala uvajanje zakonodajnih rešitev, ki bodo predpisovale dodatne obdavčitve in ustanavljanje državnih proračunskih virov za poplačilo stroškov nasedlosti.

AVSTRIJA

Povrnitev naslednjih investicij je zakonsko določena preko CTC (tarif za prehod v konkurenco) ob uporabi prenosnega omrežja za upravičene in tarifne odjemalce. Nasedle investicije so ločene glede na kvaliteto. Pokrivanje izgub nerentabilnega domačega rjavega premoga (lignita) oziroma izpolnjevanje dolgoročnih pogodb za porabo domačega lignita bo razdeljeno med vse odjemalce. Investicije nerentabilnih elektrarn, natančneje treh hidroelektrarn, ki bodo imele zaradi znižanja cen v konkurenci izpad dohodka, bodo nadomestili s taksami za upravičene odjemalce. Za to bo določen poseben sklad v pristojnosti ministrstva, polnil pa ga bo sistemski operater s taksiranjem prenosa. Cena naj bi se zaradi naslednjih investicij opazno spremenila. Subvencije so dovoljene do 31. decembra 2009. Od predlaganih 2,5 milijard EUR naslednjih investicij so jih zunanji ocenjevalci zmanjšali na 620 milijonov EUR. Za povrnitev teh investicij je potrebno soglasje Evropske komisije, pričakujejo pa, naj bi EU dejansko z državnimi pomočmi Avstriji povrnila približno 16 odstotkov tega zneska.

ITALIJA

V Italiji ločijo dve kategoriji naslednjih investicij. Prva so stroški pogodbenih obveznosti in investicij v proizvodne obrate, ki se zaradi direktive 96/92/EC (izvirajo pred 19. februarjem 1997) ne morejo povrniti. Pogoji za klasifikacijo naslednjih investicij je, da so bile sprejete na podlagi določenih zakonov ali nacionalnih programov.

Druga kategorija NI so stroški ponovnega uplinjevanja zemeljskega plina v Franciji, ki ga za Italijo uvaža Enel na podlagi pogodbenih obveznosti, izhajajočih pred 19. februarjem 1997.

Reševali jih bodo s prispevkom, ki naj bi temeljil na izračunih pričakovanih operativnih stroškov, uporabili pa bi priključne takse tako za upravičene kot tarifne odjemalce. Zakona, ki bi to določal, še ni. Računajo, da bo učinek reševanja deloval s 3- do 8-odstotnim zvišanjem cene za kWh. Časovno reševanje je predvideno za približno 5 do 10 let, odvisno od končne vrednosti NI.

DANSKA

NI se nanašajo na pogodbe za plin (take-or-pay; s takimi pogodbami si kupec zagotovi in plača določeno količino, ne glede na to, ali je porabljena ali ne). Termoelektrarne, stare 30 let, uporabljajo premog in so predvidene za pospešeno zapiranje. Stroške nasedlosti bodo poravnali preko dodatne obremenitve odjemalcev. Vrednotili so jih po metodi ex-post; torej iz dejanskih tržnih cen in neobračunane amortizacije. Za vsakokratno določanje višine prispevkov bodo ločeno izvajali kalkulacije in obračun stroškov, preveč zaračunane prispevke bodo vrnil. Skrajni rok povrnitve še ni določen, zagotovo pa je potrebno prehodno obdobje.

NIZOZEMSKA

Tu so NI stroški izgradnje in obratovanja naprav za uplinjanje premoga, ter izgube v daljinskem ogrevanju, ki bodo nastale zaradi vpeljave konkurence. Skupna vrednost NI znaša 650 milijonov EUR. Vpeljujejo takso prenosa in distribucije za reševanje naslednjih investicij (Dutch Law of Introducing an Electricity Transmission Tax). Sredstva bodo zbirali v skladu na pristojnem ministrstvu, ki bo dodeljevalo izplačila proizvajalcem upravičenim povračila NI.

BELGIJA

Sredstva za povrnitev NI bodo razdeljena na stroške razgradnje nizko radioaktivnih odpadkov (30 odstotkov), obveznosti do pokojninskih skladov (60 odstotkov), vpeljevanje obnovljivih virov in vzpodbujanje racionalne rabe energije (10 odstotkov). Vrednost celotnih NI znaša 1,3 milijarde EUR. Tako kot na Nizozemskem bodo tudi tu zagotavljali sredstva s transportno takso pri transportu električne energije in sistemskih storitev.

FRANCIJA

NI niso bile točno določene in opredeljene z zakonom. Vključujejo dolgoročne pogodbe, pokojninske obveznosti in stroške razgradnje za jedrske elektrarne. Parlament se je odločil, da ne bo pokrival stroškov nasedlosti skozi sistem državnih pomoči EU.

ŠPANIJA

Stroški naslednjih investicij so definirani kot proizvodni stroški, ki ne bodo pokriti na konkurenčnem trgu, in znašajo 10,5 milijard EUR. Pokrivajo jih preko postavke za električno energijo, ki jo določajo na letni ravni in predstavlja del t. i. obstoječih (on-going) stroškov.

Predvidoma naj bi postavka povzročila znatno spremembo v ceni za kWh. Sredstva od reguliranih tarif in prenosnih taks bodo zbirala distribucijska podjetja in jih pod nadzorom regulatorja posredovala proizvodnim podjetjem. 32,5 odstotka nasedlih investicij naj bi krili delničarji elektroenergetskih podjetij.

Prehodno obdobje so določili za največ 10 let, izplačilo pa bo razdeljeno: 50 odstotkov v nuklearni sektor, 30 odstotkov v termosektor in 20 odstotkov v hidrosektor. Če bo dejanska cena nižja od predvidene v ocenah NI, bodo kompenzacije višje, obdobje pa krajše.

GRČIJA

NI so dolgoročne pogodbe, ki se jih ne da razveljaviti. Problem zadeva oba domača vira energije, lignit in vodo. Nasedlim investicijam dodajajo še vrednost infrastrukturnega dela hidroelektrarn, ki ga je potrebno zagotoviti v sklopu njihove izgradnje. Vrednost tako nanese 1,4 milijarde EUR. Način pokrivanja stroškov še ni znan. Lahko se bo izvedlo kot enkratno poplačilo ali v obrokih. Tudi vir pokrivanja še ni določen, najverjetneje bo del sredstev dan iz proračuna³⁷, del pa bodo plačevali končni potrošniki.

ŠVICA

Zakon določa dodaten davek, ki ga plačujejo oskrbovalnim podjetjem. Ta sredstva dajejo v sklad, iz katerega proizvajalci delno pokrivajo nasedle investicije. Pri tem delovanju nadzirajo elektroindustrijo državne agencije. NI so definirane kot investicije v hidroobjekte in jedrske objekte pred 31. decembrom 1997, ki se ne morejo amortizirati v konkurenci. Prehodno obdobje je 10 let, kritje naj bi poplačali vsi odjemalci, kar bi pustilo znatne posledice na ceni za kWh.

VELIKA BRITANIJA

Nasedle investicije so vezane predvsem na jedrske objekte in rudarsko industrijo. Rešilo naj bi se jih v osmih letih. Povrnili pa naj bi jih davkoplačevalci ali tarifni odjemalci.

SEVERNA IRSKA

Predvidevajo dodatno obdavčitev končne porabe elektrike, in sicer za pokrivanje stroškov neizpolnjevanja dolgoročnih pogodb štirih glavnih proizvajalcev energije. Prehodno obdobje še ni določeno.

MADŽARSKA, POLJSKA, ČEŠKA

NI na Madžarskem so investicije v energetske objekte in stroški z zapiranjem premogovnikov. V vseh treh državah pa ostajajo dileme glede določitve mejnega datuma, dolžine prehodnega obdobja, načinov in virov pokrivanja. Velja prepričanje, da je obseg NI možno s koncentracijo kapitala in poslovnih funkcij ter z organizacijskimi ukrepi zmanjšati. Na Poljskem je problem s stroški programa za izpolnjevanje okoljskih zahtev, ki je šele na začetku. Druga težava je v tem, da je skoraj 70 odstotkov potrošnje vezanih na dolgoročne

³⁷ Plačilo nasedlih investicij iz proračuna Evropska komisija ne sprejema z odprtimi rokami.

pogodbe s proizvajalci. Predvideni načini reševanja so podobni kot v EU: tarife za prenos, distribucijo ali sistemske storitve.

6.3. Slovenija³⁸

Kratek pregled stanja v elektrogospodarstvu pred deregulacijo kaže, da ni zalog, ni prilagajanja porabe, obrati so stari, potrebno je obnavljanje, cene so nizke, stroški visoki, kapacitete so slabo izkoriščene, slabo je organizirana proizvodnja, neustrezno je vzdrževanje in obnavljanje naprav, nestimulativne so cene energentov.

Če povzamem so glavni vzroki za slab položaj elektrogospodarstva v Sloveniji trije (Kristan, 2002, str. 3):

- prenizke regulirane cene zadnjih dvanajstih let,
- slabo gospodarjenje,
- in sedaj še odpiranje trga oziroma nasedle investicije.

Deregulacija naj bi z vpeljavo konkurence povečala učinkovitost podjetij in izboljšala stanje elektrogospodarstva.

Od vzrokov za slabo stanje elektrogospodarstva so do kompenzacije z državnimi pomočmi upravičene le nasedle investicije. Problem kako jih razložiti od posledic nizkih cen in slabega gospodarjenja pa je tudi razviden v prvi oceni nasedlih investicij z dne 15. oktobra 2000. Slovenske elektrarne so, v skladu z Energetskim zakonom, prijavile svoje nasedle investicije. Po ocenah ministrstva naj bi bila vrednost nasedlih investicij 122,1 milijarde SIT, kar bistveno presega možnosti financiranja s strani proračuna RS (Zapiski seje Vlade RS, 14. junija 2001).

Iz gradiv o ocenjevanju stroškov nasedlih investicij, ki so jih elektrarne posredovale ministrstvu, je razvidno, da se pristopi k ocenjevanju vrednosti zelo razlikujejo. Predlagana je bila objektivna presoja, transparentnost in usklajenost informacij, zato je vlada določila, da mora Ministrstvo za okolje, Urad za energetiko ponovno ovrednotiti obseg nasedlosti na podlagi »očiščenih« kalkulacij, določiti način reševanja in pripraviti program reševanja nasedlih investicij, obenem pa so morala podjetja ugotoviti upravičenost stroškov poslovanja in zagotoviti največjo možno učinkovitost dejavnosti.

Da bi dosegla te cilje, so morala najkasneje do konca leta 2001:

- izvesti cenitev osnovnih sredstev,
- izločiti poslovno nepotrebna sredstva, storitve in dejavnosti,
- izvesti koncentracijo kapitala in poslovnih funkcij,
- normirati stroške.

Metodologija, ki bi jo na Uradu za energetiko uporabili za ugotavljanje NI pa naj:

- razlikuje med vzroki izgub (neupravičeni poslovni stroški, prenizke priznane cene, objektivna posledica naložb zaradi spremenjenih pogojev poslovanja),
- loči čas nastanka izgub,

³⁸ Zapiski seje Vlade RS, 14. junija 2001.

- opredeli možne načine sanacije preteklih in bodočih izpadov dohodka za normalno poslovanje podjetij elektroenergetskega sistema in z njim povezanega premogovništva.

Zgoraj sem navedla še dva vzroka slabega stanja elektrogospodarstva pred deregulacijo in sicer slabo gospodarjenje ter cene elektrike, ki niso pokrivalo tekočih stroškov poslovanja. Iz tega sledi, da v Sloveniji nasedle investicije presegajo ozko definicijo v okviru EU.

Skupina vodilnih slovenskih strokovnjakov je izoblikovala izraz, ki precej širše zajema stanje nasedlih investicij - nasedlost sistema. To so skupni stroški (pretežno odplačevanje posojil) proizvodnih podjetij, ki jih ob prehodu na trg ne bodo sposobna finančno pokriti – nujni stroški prestrukturiranja elektroenergetskega gospodarstva (Golob et al., 2002 str. 2).

Nezmožnost vračanja iz prihodnjega poslovanja se kaže v (Golob et al., 2000, str. 5):

- velikem padcu tržne vrednosti ali uporabnosti sredstev,
- spremenjenih pogojih poslovanja (deregulacija),
- bistveno previsokih stroških.

Za izračun vrednosti nasedlosti so uporabili razliko med nediskontiranimi prihodnjimi denarnimi tokovi (tržna vrednost iz delovanja ali morebitne prodaje sredstev) in knjigovodske vrednosti sredstev. Iz tega izračuna izpeljana nasedlost je (Golob et al., 2000, str. 14):

- izguba iz projiciranih izkazov uspeha (neto sedanja vrednost), kar ni nujno povezano z nelikvidnostjo;
- negativni denarni tok (nelikvidnost) iz projiciranih denarnih tokov (neto sedanja vrednost), kjer lahko nelikvidnost izboljšamo z zadolževanjem, optimiziranjem obrtnih sredstev (zaloge, terjatve), odprodajo poslovno nepotrebnih sredstev, zmanjšanjem investicij, izločitvijo dela dejavnosti (vzdrževanje) v skupno podjetje.

Ocenjevali so sedem različnih scenarijev, po katerih naj bi izboljšali konkurenčnost elektrogospodarstva in odpravili problem NI. Izbran je bil scenarij št. 7, z najugodnejšimi predpostavkami, ki so pripeljale do naslednjih zaključkov (Golob et al., 2000, str. 5 - 30):

- potrebna je ustanovitev holdinga slovenskih elektrarn;
- za 500 MW povečanje investicij in uvoza;
- prodajanje 600 GWh prednostnega dispečiranja TET do leta 2007 po ceni iz Zakona o zapiranju rudnika Trbovlje Hrastnik in prestrukturiranju Zasavske regije;
- prodajanje elektrike na tarifnem trgu 2800 GWh TEŠ do konca leta 2010 po ceni, manjši od 10 SIT/kWh;
- odobritev državne pomoči za TEB v okviru reševanja nasedlih investicij za investicijske kredite slovenskega dela NEK;
- znižanje stroškov najmanj za 10 odstotkov;
- maksimalna cena na trgu do leta 2003 mora biti 50 SIT/kWh;
- po letu 2004 naj bi bila sprostitev uvoza do 500 MW iz Hrvaške oziroma JV Evrope.

Neto sedanja vrednost izgub po scenariju 7 znaša 58 milijard SIT, neto sedanja vrednost negativnega denarnega toka pa 48 milijard SIT. V primeru pobotov v holdnigu naj bi se neto sedanja vrednost znižala na 28,4 milijard SIT in vrednost negativnega denarnega toka

na 9,8 milijard SIT. Če upoštevamo še znižanje stroškov amortizacije za 30 odstotkov, sta zneska 13,1 milijard SIT za neto sedanjo vrednost in 9,9 milijard SIT za vrednost negativnega denarnega toka. Predvidevajo, da naj bi holding elektrarn zmogel konkurirati na trgu elektrike (Golob et al., 2000, str.16) ob še dodatnem znižanju stroškov poslovanja.

Če primerjamo javno objavljeni podatek: 122,1 milijard SIT (Zapiski seje Vlade RS z dne 14. junija 2001) z zgornjimi, ki so bili namenjeni le za interno uporabo, lahko razliko pripišemo predvsem različnemu vrednotenju in napakam v predvidevanjih bodočih denarnih tokov. Za analizo so v študiji uporabili administrativno metodo vrednotenja, postopek »top – down« in ex-ante z obstoječimi cenami, ki ne odražajo konkurenčnega trga. Rezultate študije bo potrebno periodično popravljati v skladu s tržnimi cenami elektrike.

V Zakonu o izvrševanju proračuna RS za leto 2001 je vlada v drugem odstavku 6. člena določila, da se kupnine od prodaje delnic podjetij elektrogospodarstva do višine 16,096 milijard SIT porabi za reševanje naslednjih investicij (ZPIRS2001, 6. člen, 2. odstavek). V 7. členu ZPIRS za leto 2002 in 2003 pa naj bi za naslednje investicije porabili kupnino od kapitalskih naložb države v podjetjih elektrogospodarstva do višine 21.000.000.000 SIT (ZPIRS0203, 7. člen, 3. odstavek, točka 2). Skupaj naj bi bilo do sedaj iz kupnin pokritih 37,096 milijard SIT naslednjih investicij. Predvideno je bilo tudi dodatnega 0,1 SIT pribitka na kilovatno uro v časovno omejenem obdobju, vendar naj bi denar od kupnin in dodatek za prednostno dispečiranje zadoščal za pokritje stroškov NI.

Natančen program reševanja naslednjih investicij, ki ga bo morala Vlada Republike Slovenije sprejeti na podlagi 26. člena Energetskega zakona, je v pripravi in ga bodo letos poleti posredovali v vladno potrditev. Vendar bo tako kot ostali našteti programi deležen temeljitega prečiščevanja Evropske komisije za spremljanje državnih pomoči in kasnejše odobritve. Za naslednje investicije bomo deležnih državnih kompenzacij, ki pa bodo sčasoma vse manjše, v skladu z določenih prehodnim obdobjem. Če pa se elektrarne v prehodnem obdobju ne bodo prilagajale zahtevam trga in izboljševale svojo konkurenčnost, bo njihov obstoj v prihodnosti negotov. Nujni so ukrepi za izboljšanje poslovne učinkovitosti in reorganizacija, ki so jo z združevanjem poslovnih funkcij in kapitala v holding že začeli izvajati. Kako se bo nacionalni program reševanja NI obnesel, je vprašanje časa, vendar je tudi v holdingu potrebna razmejitev odgovornosti na ravneh odločanja podjetja in celotnega holdinga.

Posledice nizkih cen elektrike nosi država sama z znižanjem vrednosti svojega premoženja v podjetjih elektrogospodarstva, ki so poslovala z izgubo. Posledično so tudi podjetja zaradi pomanjkanja obratnih sredstev v slabšem položaju (Kristan, 2002, str. 3). Nehote se znajdemo v nekakšnem začaranem krogu: potrebujemo torej ukrepe na ravni države, podjetij in EU.

7. SKLEP

Slovenija je kot kandidatka za vstop v EU sledila zahtevam evropske zakonodaje o odpiranju trga elektrike, ta pa je bila pripravljena pod vplivom zakonodaje, ki velja v ZDA. Cilj ameriške zakonodaje je bil znižanje stroškov, cen in povečanje učinkovitosti, skratka vse kar bi zmoglo zadostiti vse večjemu povpraševanju po elektriki. V ZDA so te cilje dosegli z deregulacijo sektorja. Lahko pa bi iste cilje dosegli veliko enostavneje, kot je vpeljava modelov za spodbujanje učinkovitosti v monopolnih podjetjih.

Kljub temu, da smo v Republiki Sloveniji deregulacijo elektrogospodarstva že vpeljali, bi morala država ostati delni lastnik podjetij elektrogospodarstva in s tem tudi obdržati nadzor nad sektorjem, da ne bi, zaradi strateškega značaja elektrike, postali tarča izsiljevanj tujih lastnikov slovenskih elektrarn.

Konkurenca načeloma opravi s slabimi gospodarji podjetij. Vendar pa bi to v elektrogospodarstvu Slovenije lahko povzročilo veliko negativnih posledic. V zaostrenih pogojih konkurence bi lahko preživelo le nekaj elektrarn, ki pa ne bi mogle zadostiti povpraševanju po elektriki. S tem bi lahko prišlo do izsiljevanja z višjimi cenami s strani tujih ponudnikov energentov in tujih dobaviteljev elektrike. Stanje na notranjem trgu elektrike že nakazuje podobno situacijo. Slovenske elektrarne, združene v holding, imajo visoko pogajalsko moč pri določanju pogodbenih cen z upravičenimi odjemalci. Zato so cene elektrike precej višje. Cilj deregulacije, zniževanje cen ob odsotnosti tuje konkurence, ne more biti dosežen.

Verjamem, da so slovenske elektrarne lahko konkurenčne pod pogojem, da njihovo poslovanje postane dinamično, da se organizacijsko spremenijo v tržno naravnana podjetja in da začnejo dobičke vlagati v izboljšanje in posodabljanje tehnologije za pridobivanje elektrike.

Trg je pravzaprav delno dereguliran, kajti tarifni porabniki plačujejo cene, ki jih določi država. Učinek odpiranja trga bo nanje vplival z dvigom tarifnih cen do evropskega povprečja, zato deregulacija zanje praktično ni relevantna. Država jamči, da bodo ob plačevanju računov dobivali elektriko po vnaprej določenih cenah.³⁹ Kaj pa, če se mali porabniki združijo, da bi zadostili kriterijem upravičenega porabnika⁴⁰? Elektrarne in distribucijska podjetja bi izgubila stalen pritok dohodka, ki ga imajo sedaj od tarifnih cen. S tem pa ne bosta več zagotovljena niti obstoj podjetja niti proizvodnja elektrike. S tega vidika je za stalno dobavo elektrike potrebna skupina tako imenovanih ujetih odjemalcev, ki predstavljajo jamstvo za obstoj elektrogospodarskega podjetja. Vprašanje je le, kdaj bodo ti dohodki zagotavljali proizvajalcem in distribucijskim podjetjem pokritje stroškov in tudi pošten donos na kapital.

Tarifni del proizvodnje elektrike je še vedno reguliran. Proizvodnja elektrike za upravičene odjemalce bo morala omogočiti stalno investiranje in izboljšave za večjo konkurenčnost. Pretirano visoke cene ne bodo mogli postaviti, ker bodo kupci kupovali pri cenejšem dobavitelju elektrike, torej jim ne bo ostalo drugega, kot zniževati stroške. Država

³⁹ Tarifne cene tudi sedaj ne dosegajo stroškovnih cen distribucijskih podjetij.

⁴⁰ Energetski zakon tega ne ureja, združevanje je odvisno od definicije odjemnega mesta.

bo morala postaviti regulirane cene vsaj na višino stroškovnih cen, tako se bodo izgube, ki jih bodo elektrarne utrpale v prihodnjih letih konkurence, vsaj delno pokrile s prihodki iz tarifnega dela. Če pa bi v regulaciji Agencija za energijo, kot regulator elektrogospodarske dejavnosti, in država postavili cene na višjo raven, ki bi pokrivala stroške in dajala donos na kapital, postavili nova vodstva z izkušnjami iz uspešnega poslovanja ter kriterije uspešnosti in motivacijske module v monopolnih podjetjih elektrogospodarstva, potem bi deregulacija elektrogospodarstva ne bila potrebna.

Kadar se država odloči, da bo spremenila poslovno okolje elektrogospodarstva v konkurenčno, lahko naenkrat postanejo elektropodjetja - ali vsaj del njihovih sredstev - nerentabilna. Ko za napake podjetij in države (v tem primeru za nasedle investicije) plačujejo končni porabniki, postane vpeljevanje konkurence vprašljivo. Zanimivo je, da v drugih dereguliranih panogah stroškov, nastalih s preходом v konkurenco, niso neposredno zaračunavali končnim porabnikom.

V Sloveniji so za osnovni vir denarja za povrnitev nasedlih investicij vzeli državno premoženje. Del kupnine od prodaje distribucijskih podjetij naj bi država porabila za kritje nasedlih investicij v podjetjih proizvodnje elektrike. S takšnim načinom povrnitve NI je prehod v konkurenco bolj korekten kot v primeru, ko breme NI nosijo samo porabniki. S plačilom stroškov iz državnega premoženja je država podjetjem olajšala prehod v konkurenco. Kakšen učinek bo povračilo NI imelo na učinkovitost podjetij v konkurenci pa bo pokazal čas.

Zakonodaja pravi, da mora podjetje narediti vse, da bi ublažilo učinek prehoda in s tem nasedle investicije. Šele trg oziroma poslovanje na trgu prikaže, katere investicije so nasedle in so v takšnem okolju upravičene do povrnitve. Za povečanje učinkovitosti in konkurenčnosti sektorja elektrogospodarstva ne bo dovolj samo povrnitev stroškov NI, preoblikovanje proizvodnih podjetij v holding, temveč tudi vse, kar je že bilo omenjeno: preoblikovanje organizacijske strukture v fleksibilnejšo obliko, sprememba same kulture v podjetjih, da bo naravnana v smer konkurence, nenehno investiranje v boljše tehnologije in v človeški kapital in podobno.

V diplomskem delu ponujam pregled metod reševanja, zajemanja in vrednotenja nasedlih investicij. Rezultat odločitev, kako problem NI obravnavati in odpraviti, je v zadnji fazi še vedno na strani politike in regulatorjev in ni nujno, da je tudi ekonomsko učinkovit. Stroški prehoda iz regulacije v konkurenco vplivajo na konkurenčnost in nenazadnje tudi na obstoj podjetja. Toda po teoriji konkurence se država ne sme vmešavati v konkurenčni boj podjetij. Politika in ekonomija danes v večini držav, če ne v vseh, hodita z roko v roki, zato so tudi nasedle investicije postale ekonomsko-politični problem.

8. LITERATURA IN VIRI

Literatura

1. Baxter L., Hirst E.: Estimating Potential Stranded Commitments for U.S. Investor-Owned Electric Utilities. Oak Ridge National Laboratory, 1995. 45 str.
2. Brečevič Djani: Porabniki električne energije in odpiranje energetskega tržišča. Ljubljana: IREET inštitut za raziskave v energetiki, ekologiji in tehnologiji, 2001. 12 str.
3. Figureoa Boštjan, Ladinik Jernej, Svetič Barbara: Problematika reševanja nasedlih investicij v elektrogospodarstvu. Ljubljana: Seminarsko delo pri predmetu Ekonomika javnih podjetij, Ekonomska fakulteta, Univerza v Ljubljani, 2001. 23 str.
4. Hirst Eric: Stranded-Cost Case Studies. Consulting in Electric-Industry Restructuring, Oak Ridge, Tennessee, 1998. 21 str.
5. Hrovatin Nevenka: Regulacija trgov po vključitvi Slovenije v EU (sintezno poročilo). Ljubljana : Ekonomska fakulteta, 2000. 22 str.
6. Jankovič Jaroslav: Do leta 2010 tristo novih MW, Franko Nemac o obnovljivih virih energije. Delo, Sobotna priloga, 1.6.2002., str. 29.
7. Kristan Ostož: Trd oreh tudi za EU (1. del). Maribor: Interno glasilo Urada za energetiko Naš stik, december 2001. 3 str.
8. Kristan Ostož: Trd oreh tudi za EU (2. del). Maribor: Interno glasilo Urada za energetiko Naš stik, januar 2002. 3 str.
9. Kovač Andrej: Pregled in ovrednotenje usmeritev in razvojnih programov na področju energetike. Radeče, 1999. 23 str.
10. Maloney Michael T., McCormick Robert E., Sauer Raymond D.: Sunk of Stranded Cost. Department of Economics Clemson University, USA, B.I. 18 str.
[URL: <http://www.hubcap.clemson.edu/customerchoice/sunkor.htm>], 13.4.1999.
11. Marcus William B., Schilberg Gayatri M.: Restructuring and Stranded Costs: Theory, Practice, and Unforeseen Implications. California: JBS Energy, Inc., 2000. 23 str.
12. Moore Adrian, Kiesling Lynne: Powering Up California: Policy Alternatives for the California Energy Crisis – Executive Summary. Kalifornija : Reason Public Policy Institute, 2001a. 5 str.
13. Moore Adrian, Kiesling Lynne: Electricity Price Caps: A Recipe for Blackouts & Higher Long-run Costs. Kalifornija: Reason Public Policy Institute, 2001b. 10str.
14. Mramor Dušan: Finančna politika podjetja. Gospodarski Vestnik, Ljubljana, 1991. 76 str.
15. Mramor Dušan: Prosojnice predavanj. Ekonomska fakulteta, Ljubljana, 1995. 86 str.
16. O'Brien Betsy: The Changing Structure of the Electric Power Industry: An Update - Appendix E – Stranded Costs. Office of Coal, Nuclear, Electric and Alternate Fuels, Department of Energy, Wahington DC, 1996. 23 str.
[URL: <http://tonto.eia.doe.gov/FTP/ROOT/electricity/electricitypubs.htm>].
17. Passatino George: State Meddling, Not Deregulation, Behind Electricity Crunch. Kalifornija : Reason Public Policy Institute, B.I. 6 str.
18. Prašnikar Janez: Uvod v mikroekonomijo. Ljubljana, Gospodarski vestnik 1999, 323.

19. Report of the Stranded Cost Working Group, Calculation Methodologies Subcommittee, Arizona Corporation Commission, Working Group Reports. Arizona, USA, 1997. 7 str.
[URL: <http://www.cc.state.az.us/working/rep06-30.htm>], June, 1997.
20. Samuelson Paul A., Nordhaus William D.: Economics, Fourteenth Edition. ZDA, 1992. 784 str.
21. Seitzinger Michael V.: Stranded costs. ZDA: Electric Utility Restructuring Briefing Book, Congressional Research Service, Library of Congress, 2001. 2 str.
[URL: <http://www.cnre.org/nle/crsreports/briefingbooks/electricity/ebelesc.htm>].
22. Thierer D. Adam, Walker C. Alex: Electricity Deregulation: Separating Fact From Fiction in the Debate Over Stranded Cost Recovery. The Heritage Foundation, Talking Points No. 20, 1997. 22 str. [URL: <http://www.heritage.org/library/categories/regulation/tp20.html>].

Viri

1. Anžej Mitja, intervju, Elektro Gorenjska, Kranj, april 2002.
2. Cene na slovenskem trgu elektrike, [URL: <http://www.borzen.si>], 29.6.2002.
3. Cene za tarifne odjemalce, [URL: <http://www.eles.si/cene.html>], 29.6.2002.
4. Congress Daily: Public Wants Utilities to Pay for 'Stranded' Costs, December 11, 1996, str. 3.
5. Energetski zakon, (Uradni list RS, št. 79/99).
6. Federal Energy Regulatory Commission, Order No 888, Promoting Wholesale Competition Through Open Access Non-discriminatory Services by Public Utilities, Docet No. RM95-8000, in Recovery of Stranded Costs by Public Utilities and Transmitting Utilities, Docet No. RM-94-7-001, Final Rule, April 24, 1996. str. 593-605.
7. Georgia Public Service Commission: D. Stranded Costs, Staff Report on Electric Industry Restructuring Docket Number 7313-U. Georgia, USA, 1998. 13 str.
[URL: <http://www.psc.state.ga.us/electricindust/5d.htm>].
8. Glas Gospodarstva, Čisti podjetniški interes, pogovor z Danilom Toplakom.
[URL: http://www.gzs.si/gg/nov/apr_2001/intervju1.htm], april 2001.
9. Golob Robert et al.: Analiza konkurenčnosti domačih proizvajalcev na trgu z električno energijo – povzetek študije. Interno gradivo Gospodarske zbornice Slovenije, Ljubljana, 2000. 31 str.
10. Issuesletters: Stranded Costs and Other Risks to Look Out For
[URL: <http://www.rapmaine.org/stranded.html>], 24.3.1999.
11. Medved Milan: Reševanje problema nasedlih investicij v podjetjih elektrogospodarstva in premogovništva – izkušnje v Evropi in Sloveniji. Ljubljana: GZS, Interno gradivo združenja za energetiko, Delovna skupina za operativno spremljanje izvajanja ukrepov reševanja nasedlih investicij, 2001. 4 str.
12. Organiziran trg in struktura cene, [URL: <http://www.elektro-maribor.si>], 30.7.2002.
13. Restructuring the Industry,
[URL: <http://hubcap.clemson.edu/customerchoice/restruct.htm>], 29.6.2002.
14. Table 17. Treatment of Stranded Costs by States as of April 30, 1998: A Summary,

- [URL: http://www.eia.doe.gov/electricity/chg_str_issu/chg_str_iss_rpt_/table17.htm], 29.6.2002.
15. Tarifne postavke, [URL: <http://www.elektro-ljubljana.si>], 20.8.2002.
16. Today's European Electricity Prices, [URL: www.europower.com], 29.6.2002.
17. Uredba o določitvi najvišjih tarifnih postavk za prodajo električne energije za tarifne odjemalce (Uradni list RS, št. 85/2001).
18. V. Stranded Costs, [URL: <http://www.puc.state.nh/plan/fv.html>], 21.5.2002.
19. Zakon o izvrševanju proračuna Republike Slovenije za leto 2001 (ZPIRS2001, Uradni list RS, št. 32/2001).
20. Zakon o izvrševanju proračuna Republike Slovenije za leto 2002 in 2003 (ZPIRS0203, Uradni list RS, št. 103/2001).
21. Zakon o revidiranju (Uradni list RS, št. 111/2001).
22. Zapiski seje Vlade Republike Slovenije z dne 14.6.2001,
[URL: <http://www.kabi.si/si21/morel/2001/06/15/np.html#5>], 8.1.2002.

9. PRILOGE

PRILOGA 1: Reševanje naslednjih investicij po državah ZDA od 30. 4. 1998	1
PRILOGA 2: Vpliv deregulacije na strukturo elektroenergetskega sistema	4
PRILOGA 3: Organizirani trg in cene elektrike v Sloveniji	5
PRILOGA 4: Cene za tarifne odjemalce	8

PRILOGA 1: Reševanje naslednih investicij po državah ZDA od 30. 4. 1998

Država	Predlagan datum za začetek odpiranja trga	Predlagan datum za popolnoma konkurenčen trg	Sestava naslednih investicij	Dovoljen nivo povrnitve	Mehanizmi povrnitve	Postopki ocenjevanja naslednih investicij	Ublažitev, zahteve/strategije	Ocenjeno prehodno obdobje
Arizona	1.1.1999	1.1.2003	Sredstva elektrarn, nakupne pogodbe, pogodbe za goriva, regulatorna sredstva, stroški zaposlitve med prehodom in okolje-varstveni stroški.	Možnost povrnitve naslednih investicij, ki so prikazane kot upravičene.	Možni so: spremenljivi prispevki, fiksne takse, izstopne takse, pristopne takse.	Administrativni pristop.	Zahtevano.	Ne daljše od 10tih let za začetkom januarja 1999.
California	31.3.1998	31.3.1998	Sredstva elektrarn, nakupne pogodbe, poravnave za jedrske elektrarne, pogodbe s samostojnimi proizvajalci elektrike, stroški kapitala zgodnje upokojitve in stroški usposabljanja.	Možnost povrnitve naslednih investicij, ki so prikazane kot upravičene. Velja tudi za stroške jedrskih elektrarn.	Taksa prehoda v konkurenco (CTC). Sekuritizacija za 7.3 mio \$ z izdajo obveznic z nižjo obrestno mero.	Tržni pristop.	Zahtevano.	4 leta za proizvodna sredstva. Obveznice listinjenja bodo dospele čez 10.
Connecticut	1.1.2000	1.7.2000	Sredstva elektrarn in z njimi povezana regulatorna sredstva dolgoročne nakupne pogodbe, pogodbeni stroški.	Povrnitev temelji na prodaji vseh ne-jedrskih proizvodnih sredstev in na agresivni vpeljavi strategij blaženja.	CTC za vse uporabnike distribucije. Možna izdaja obveznic z znižano stopnjo.	Zakonodaja določi metodologijo.	Minimizirati NI skozi ublažitev. Vsa proizvodna sredstva morajo biti prodana do 2004.	Rok zapadlosti obveznic je 31.12.2001. CTC takse, začete 1.1.2000, se bodo iztekle pred rokom zapadlosti obveznic ali na dan le-tega.
Illinois	1.10.1999	1.5.2002	Vrste so nedoločene.	Možnost celotne povrnitve.	CTC in omejena sekuritizacija.	Metoda izgubljenega prihodka.	Zahtevana.	31.12.2006.
Maine	1.3.2000	1.3.2000	Stroški in pogodbe proizvodnje postavljeni nad tržnimi pogoji ter regulatorna sredstva.	Možnost celotne povrnitve.	Določeno pred marcem 2000.	Tržni pristop skupaj z prodajo.	Proizvodna sredstva morajo biti prodana do leta 2000.	Začetek marca 2000. Vsaka 3 leta popravki za velikost NI. Obdobje se konča, ko so povrnjene vse NI.

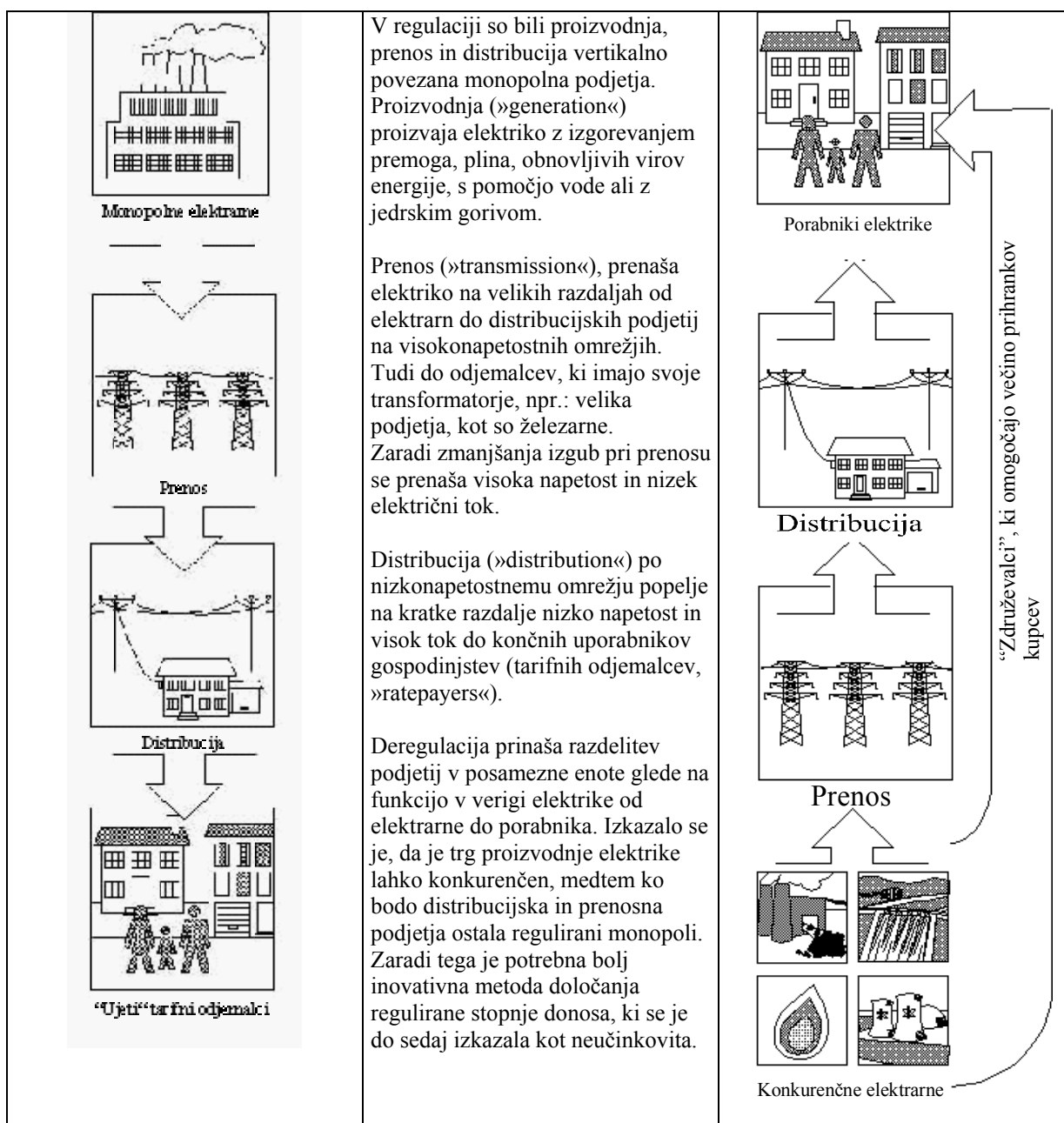
Maryland	1.7.2000	1.7.2002	Nepokriti stroški kapitala proizvajalcev, regulatorna sredstva in stroški prestrukturiranja.	Možnost celotne povrnitve.	CTC ali izstopna taksa. Sekuritizacija, le če tarifni odjemalci pridobijo.	Tržni pristop.	Priporočena prodaja sredstev.	Časovni okvir določen s strani podjetij.
Massachusetts	1.3.1998	1.3.1998	Sredstva elektrarn, nakupne pogodbe, regulatorna sredstva in stroški zapiranja jedrskih elektrarn.	Možnost celotne povrnitve.	Taksa za direktni pristop.	Administrativni in/ali tržni pristop z usklajitvenimi metodami.	Agresivna ublažitev. Polna prodaja ni nujna, je pa željena.	5 – 10 let z popravki v 2., 5. in 10. letu.
Michigan	31.3.1998	1.1.2002	Regulatorna sredstva, stroški kapital jedrskih elektrarn, nakupne pogodbe, stroški usposabljanja in uvajanja restrukturiranja.	Možnost povrnitve naslednjih investicij, ki so prikazane kot upravičene.	CTC s potencialno sekuritizacijo.	»Top-down« administrativni s periodičnimi popravki ocen.	Ni določen.	31.3.1998 – 31.12.2007.
Montana	1.7.1998	1.7.2002	Nakupne pogodbe, regulatorna sredstva za dobavo elektrike.	Možnost povrnitve naslednjih investicij, ki so prikazane kot upravičene.	CTC in sekuritizacija za določene prehodne stroške.	Temeljijo na pregledu zahtevkov podjetij do enega leta pred direktnim dostopom.	Zahtevana.	1.7.1998 – 1.7.2002
Nevada	31.12.1999	31.12.1999	Investicije proizvajalcev, pogodbene obveznosti, regulatorna sredstva.	Možnost povrnitve naslednjih investicij, ki so prikazane kot upravičene.	Regulatorji naj določijo, predlagana pristopna taksa.	Regulatorji naj določijo.	Zahtevana.	Regulatorji naj določijo.
New Hampshire	1.1.1998	1.1.1998	Sredstva elektrarn, nakupne pogodbe, regulatorna sredstva in stroški zapiranja nuklearn.	Možnost vezana na povprečne regionalne cene elektrike.	CTC	Prodaja proizvodnih sredstev.	Agresivna ublažitev. Podjetja naj oddajo plane prodaje do 31.12.1997.	Stvar pogajanj s podjetji.
New Jersey	1.10.1998	1.7.2000	Sredstva elektrarn, nakupne pogodbe.	Možnost za celotno povrnitev.	Tržna taksa prehoda (MTC). Sekuritizacija možna.	Prodajne cene za prodana sredstva so osnova za ocenjevanje naslednjih investicij.	Potrebno ubrati korake ublažitve za vse naslednje investicije, povezane s pogodbami samostojnih proizvajalcev.	8 let do 2008.

New York	1998		Sredstva elektrarn, nakupne pogodbe, regulatorna sredstva.	Polna povrnitev ni zajamčena. Nivo povrnitve je odvisen od posameznih podjetij in njihovih pogodb ter je odvisen od truda, ki ga podjetja vložijo v ublažitev.	Neobhodna taksa na omrežje ali pristop.	Ocene podane s strani podjetij in pregledane ter odobrene s strani regulatorjev.	Zahtevana.	Pogajanja od podjetja do podjetja.
Oklahoma	1.7.2002	1.7.2002	Dolgoročne investicije in pogodbene obveznosti.	Možnost povrnitve naslednjih investicij, ki so prikazane kot upravičene.	Neobhodna taksa prehoda	Določijo regulatorji.	Ni posebej določena.	3 –7 let.
Pennsylvania	1.1.1999	1.1.2001	Regulatorna sredstva, odkupni stroški za neekonomične samostojne proizvajalce, stroški proizvodnih obratov, ki so nad tržnimi z stroški zapiranja in ostali stroški prehoda.	Možnost povrnitve naslednjih investicij, ki so prikazane kot upravičene.	Neobhodna dodatna obremenitev računa strank.	Zahtevki podjetij obravnavni individualno.	Zahtevana	Od 1.1.1997 do 1.1.2008. Lahko se skrajša ali podaljša glede na sporazume s posameznimi podjetji.
Rhode Island	1.1.1997	1.1.1998	Sredstva elektrarn, nakupne pogodbe, regulatorna sredstva.	Možnost povrnitve naslednjih investicij, ki so prikazane kot upravičene.	Prehodna taksa \$2.8 za kWh. Podan osnutek sekuritizacije.	Do 2001 naj bi bilo prodano 15% proizvodnih sredstev, ki bi omogočale cenjevanje	Zahtevana. Delna prodaja zahtevana.	Do 31.12.2009.
Vermont	1.1.1998	31.12.1998	Sredstva elektrarn, nakupne pogodbe, regulatorna sredstva.	Nivo povrnitve vezan na učinkovitost ublažitve NI.	CTC, odločanje glede sekuritizacije.	"Bottom up" administrativni pristop. Podjetja oddajo zahteve in vsaka bo ocenjena na podlagi potencialnih strategij blaženja.	Zahtevana.	Do 31.12.2001.
Virginia	1.1.2002	1.1.2004	Še nedoločeni.	Upravičene naslednje investicije bodo povrnjene in primerni zaščitni mehanizmi v zvezi z NI za uporabnike bodo vpeljani.	Ni določeno, morajo določiti državni regulatorji.	Ni določeno, morajo določiti državni regulatorji.	Ni določeno, morajo določiti državni regulatorji.	Ni določeno, morajo določiti državni regulatorji.

Vir: Table 17. Treatment of Stranded Costs by States as of April 30, 1998: A Summary

http://www.eia.doe.gov/electricity/chg_str_issu/chg_str_iss_rpt_/table17.htm

PRILOGA 2: Vpliv deregulacije na strukturo elektroenergetskega sistema



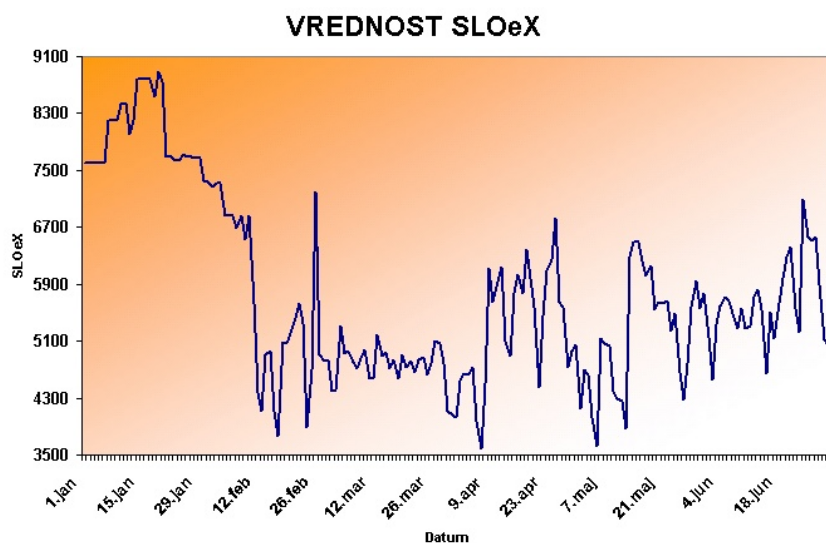
Vir: Restructuring the Industry: <http://hubcap.clemson.edu/customerchoice/restruct.htm>, 29.6.2002

PRILOGA 3: Organizirani trg in cene elektrike v Sloveniji

Slovenski indeks: SLOeX za 01.07.2002: 6.185 točk

SLOVENSKI INDEKS BORZE Z ELEKTRIČNO ENERGIJO (SLOeX)

Datum	SLOeX	%
1.jun	5161	
2.jun	4556	-11,72%
3.jun	5329	16,97%
4.jun	5600	5,09%
5.jun	5772	3,07%
6.jun	5669	-1,78%
7.jun	5488	-3,19%
8.jun	5274	-3,90%
9.jun	5561	5,44%
10.jun	5286	-4,95%
11.jun	5318	0,61%
12.jun	5722	7,60%
13.jun	5832	1,92%
14.jun	5535	-5,09%
15.jun	4639	-16,19%
16.jun	5499	18,54%
17.jun	5139	-6,55%
18.jun	5624	9,44%
19.jun	5978	6,29%
20.jun	6275	4,97%
21.jun	6432	2,50%
22.jun	5564	-13,50%
23.jun	5232	-5,97%
24.jun	7087	35,45%
25.jun	6560	-7,44%
26.jun	6516	-0,67%
27.jun	6566	0,77%
28.jun	5902	-10,11%
29.jun	5123	-13,20%
30.jun	5048	-1,46%
1.jul	6185	22,52%



Enačba za izračun indeksa SLOeX za posamezni dan fizične dobave električne energije

$$SLOeX = \frac{C_d + C_p}{2}$$

$$C_d = \frac{\sum_{i=1}^n C_i \cdot Q_i}{\sum_{i=1}^n Q_i}$$

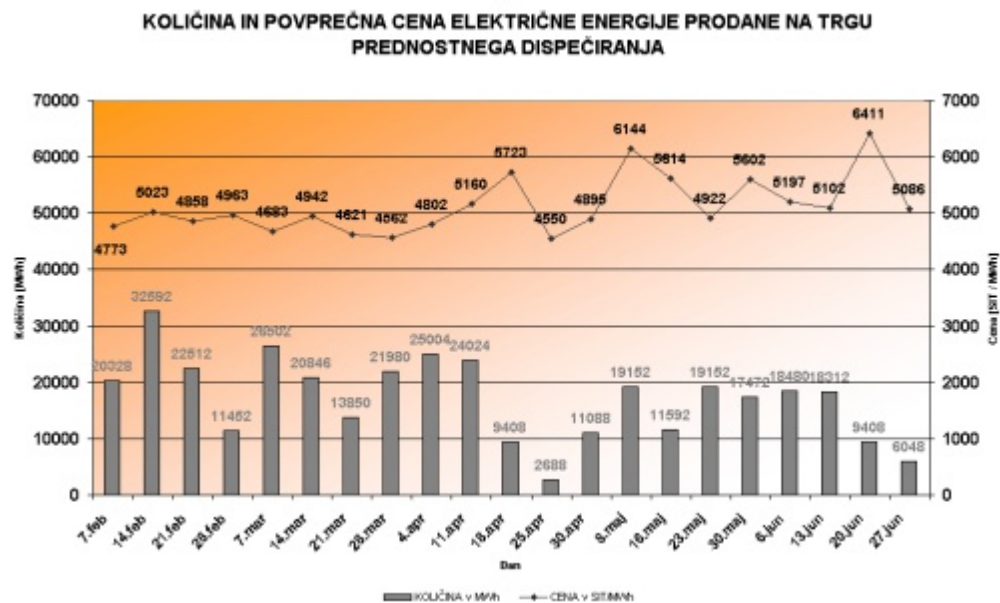
$$C_p = \frac{\sum_{j=1}^m C_j \cdot Q_j}{\sum_{j=1}^m Q_j}$$

Simboli v zgornjih enačbah:

- C_dpovprečna tehtana cena sklenjenih poslov na dnevnem trgu
- C_ppovprečna tehtana cena sklenjenih poslov na trgu prednostnega dispečiranja
- C_icena i-tega sklenjenega posla na dnevnem trgu
- Q_iprodukt količine in števila lotov i-tega sklenjenega posla na dnevnem trgu
- C_jcena j-tega sklenjenega posla na trgu prednostnega dispečiranja
- Q_jprodukt količine in števila lotov j-tega sklenjenega posla na trgu prednost. disp.
- nštevilo sklenjenih poslov na dnevnem trgu
- mštevilo sklenjenih poslov na trgu prednostnega dispečiranja

V kolikor je indeks n oziroma m enak nič in ni mogoče izračunati C_d ali C_p , se privzame C_d oziroma C_p izračunan na predhodnem ustreznem tržnem srečanju (predhodni delovni dan, predhodni nedelovni dan, državni praznik oziroma dela prost dan).

Trg prednostnega dispečiranja



Vir vseh grafov: <http://www.borzen.si>, 29.6.2002.

Cene elektrike na trgu Evrope

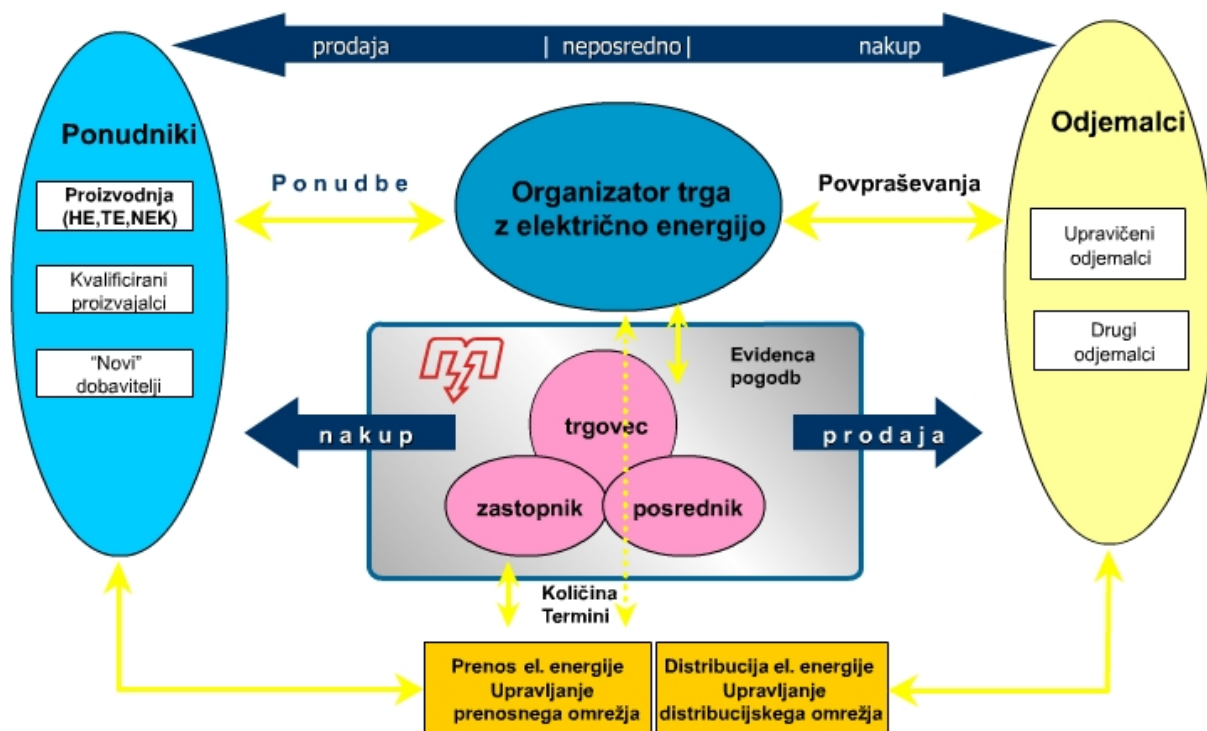
Today's European electricity prices (28.6.2002) 1 EUR = 226,28 SIT

	EUR/MWh		EUR/MWh
Nord Pool (Nordic area)	17.01	LPX Base (Germany)	19.02
APX (The Netherlands)	23.08	LPX Peak (Germany)	23.19
Gielda Energii (Poland)	35.80	EXAA Base (Austria)	21.42
Powernext (France)	20.63	EXAA Peak (Austria)	

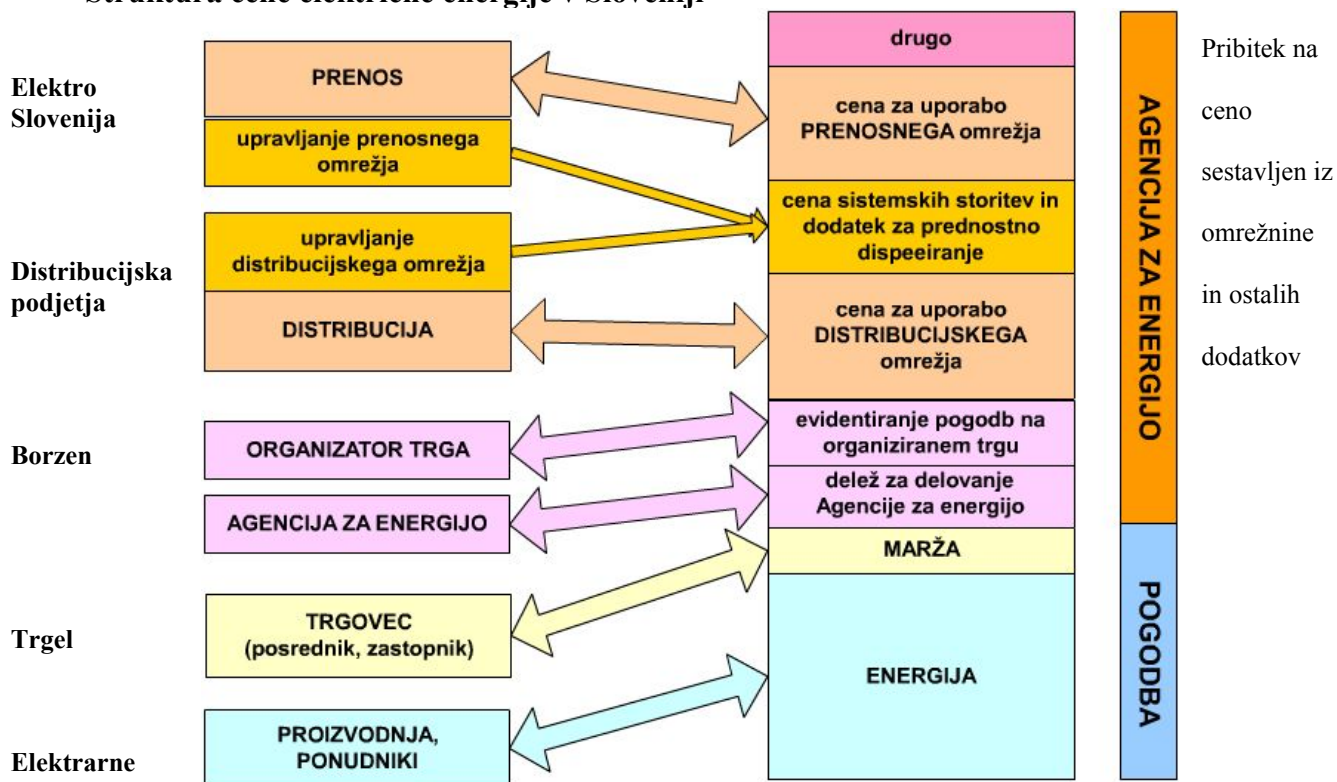
Vir: www.Europower.com, 29.6.2002.

Organizirani trg električne energije in udeleženci

Notranji trg je uradno začel formalno delovati 14.4.2001, dejansko pa šele 15.10.2001. Za tuje dobavitelje energije naj bi se trg odprl 1.1.2003.



Struktura cene električne energije v Sloveniji



Vir obeh slik: www.elektro-maribor.si, 30.7.2002.

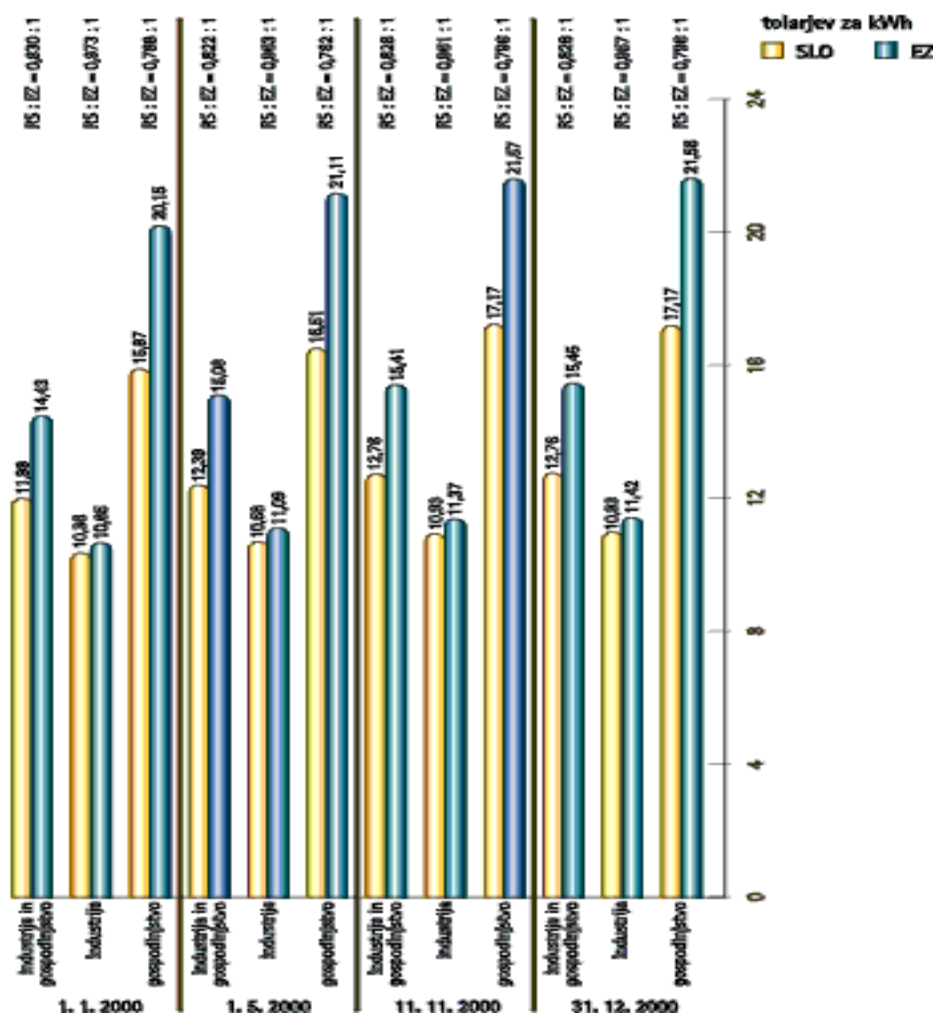
PRILOGA 4: Cene za tarifne odjemalce

Cene električne energije v Sloveniji je doslej določala vlada, ki bo to pristojnost za tarifne odjemalce ohranila tudi po odprtju trga z električno energijo, medtem ko se bodo cene za upravičene odjemalce poslej oblikovale na trgu. Cena je sestavljena iz cene električne energije, marže trgovca in omrežnine, ter dodatkov za sistemske storitve, delovanje Agencije za energijo, prednostno dispečiranje, evidentiranje pogodb na organiziranem trgu elektrike in drugih, ki jih določa Agencija za energijo. Omrežnino bo moral plačati vsak uporabnik omrežja, s plačilom pa bo dobil pravico uporabe omrežja v skladu s predpisi in do tehničnih omejitev.

Omrežnino se določa na podlagi netransakcijske metode poštne znamke, ki predstavlja sistem enotnega obračunavanja uporabe omrežja ne glede na dolžino prenosne poti. Izračun temelji na podlagi zamejene cene, ki upošteva inflacijo in tehnološki napredek na način, da se zviša indeks rasti drobno-prodajnih cen (RPI) in zniža za vrednost povečanja produktivnosti oziroma učinkovitosti (X), (Ur. l. RS, št. 30/2001, odlok št. 1845).

Primerjava povprečnih cene elektrike za tarifne odjemalce

Primerjava povprečnih cen električne energije v državah
EZ in ravni cen v Sloveniji



Vir: <http://www.eles.si/cene.html>.

Določitev tarifnih postavk z dne 20.8.2002

Odjemna skupina	Tarifna stopnja	Sezona	Priključnina	Obrač. moč Mesečno SIT/kW	Delovna energija SIT/kWh				Jalova energija SIT/kvarh	
					KT	VT	MT	ET	VT	MT
Gospodinjstvo	I. st.		545,23					18,72		
Gospodinjstvo	II. st.		1.226,76			22,26	13,09	18,72		
Gospodinjstvo	III. st.			207,78		22,26	13,09	18,72		
Ostali 0,4 kV	I. st.	VS		2.318,27		16,30	9,59		4,22	2,48
		NS		1.783,28		12,52	7,37		3,24	1,91
Ostali 0,4 kV	II. st.	ES		260,87		25,19	14,82		4,07	2,39
		VS		345,60		33,34	19,61			
		NS		215,99		20,84	12,26			
Javna razsvetljava								17,82		

Tarifne postavke so brez 20% davka na dodano vrednost!

** "ŠTEVČNINA" se zaračunava v fiksnem znesku na mesec

KRATICE OZNAČUJEJO:

VS - višja sezona na visoki napetosti: v mesecih januar, februar in december,

SS - srednja sezona na visoki napetosti: v mesecih marec, april, oktober in november,

NS - nižja sezona na visoki napetosti: v mesecih maj, junij, julij, avgust in september,

VS - višja sezona v Ostalem odjemu 0,4 kV I. st.: v mesecih januar, februar, marec, oktober, november in december,

NS - nižja sezona v Ostalem odjemu 0,4 kV I. st.: v mesecih april, maj, junij, julij, avgust in september,

VS - višja sezona v Ostalem odjemu 0,4 kV II. st.: v mesecih januar, februar in december,

NS - nižja sezona v Ostalem odjemu 0,4 kV II. st.: v mesecih marec, april, maj, junij, julij, avgust, september, oktober in november,

KT - konične dnevne tarifne postavke za uporabnike na visoki napetosti ob delavnikih od ponedeljka do petka, in sicer:

VS v času VS 6 ur dnevno,

SS v času SS 5 ur dnevno,

NS v času NS 4 ure dnevno.

Ure KT določa vsako leto dobavitelj.

VT - večje dnevne tarifne postavke ob delavnikih od ponedeljka do sobote v času od 6. do 13. in 16. do 22. ure; v razdobju, ko se uporablja poletni čas pa od 7. do 14. in od 17. do 23. ure, razen ur, ki se na visoki napetosti določajo kot ure KT

MT - manjše dnevne tarifne postavke v času od 22. do 6. ure in od 13. do 16. ure; v razdobju, ko se uporablja poletni čas pa od 23. do 7. ure in od 14. do 17. ure. Ob nedeljah je manjša dnevna tarifa ves dan.

Vir: www.elektro-ljubljana.si, 20.8.2002.