

TRŽIŠTE ELEKTRIČNE ENERGIJE I DEREGULACIJA
materijali za nastavu

SADRŽAJ

1. UVOD	4
1.1 Energetika i elektroenergetski sistem (EES)	4
1.2 Vertikalna organizacija EES-a (Regulisana elektroprivreda)	5
1.3. Uvođenje konkurencije - proces deregulacije	7
1.4 Argumenti za i protiv tržišta električne energije i deregulacije	9
1.5 Učesnici od značaja	13
1.6 Modeli konkurencije (modeli tržišta)	15
1.7 Regulatorna agencija za energetiku (Srbija)	19
1.8 Otvorena pitanja	20
1.9 Električna energija kao roba	22
2. OSNOVNI EKONOMSKI KONCEPTI	24
2.1 Uvod	24
2.2 Osnove tržišta	24
2.3 Tipovi tržišta	37
2.4 Tržišta sa nesavršenom konkurencijom - Tržišna moć	44
3. TRŽIŠTA ZA ELEKTRIČNU ENERGIJU	45
3.1 Uvod	45
3.2 Razlike električne energije kao robe u odnosu na druge robe	45
3.3 Potreba za kontrolisanim spot tržištem	47
3.4 Otvoreno tržište električne energije	48
3.5 Kontrolisano spot tržište	65
3.6 Proces poravnanja	74
4. UČEŠĆE NA TRŽIŠTIMA ELEKTRIČNE ENERGIJE	77
4.1 Uvod	77
4.2 Perspektiva potrošača	77
4.3 Perspektiva proizvođača	83
4.4 Perspektiva elektrana sa vrlo niskim marginalnim troškovima	105
4.5 Perspektiva hibridnih učesnika	105
5. SIGURNOST SISTEMA I POMOĆNE USLUGE	108
5.1 Uvod	108
5.2 Potreba za pomoćnim uslugama	110
5.3 Dobijanje pomoćnih usluga	123

5.4. Kupovina pomoćnih usluga	126
5.5 Prodaja pomoćnih usluga	138
6. PRENOSNA MREŽA I TRŽIŠTE ELEKTRIČNE ENERGIJE	146
6.1 Uvod	146
6.2 Decentralizovano trgovanje preko prenosne mreže	146
6.3. Centralizovana trgovina preko prenosne mreže	153
6.4 Raspoloživi prenosni kapacitet	209
7. INVESTIRANJE U PROIZVODNJU	215
7.1. Uvod	215
7.2. Proizvodni kapacitet iz perspektive investitora	215
7.3. Proizvodni kapacitet iz perspektive potrošača	228
8. INVESTIRANJE U PRENOS	236
8.1. Uvod	236
8.2 Priroda poslova prenosa	237
8.3 Širenje prenosne mreže na osnovu troškova	239
8.4 Širenje prenosne mreže na osnovu vrednosti prenosa	243

1. UVOD

Preko sto godina snabdevanje električnom energijom bilo je u rukama vertikalno organizovanih organizacija (subjekata). U toku tog vremena inženjeri su upravljanje takvim sistemom vršili kroz rešavanje izazovnih optimizacionih problema. Tokom godina ovi problemi su postojali sve složeniji, zahtevniji i raznovrsniji. Razvijeni su novi algoritmi i moćni računari u cilju poboljšanja planiranja i eksploatacije EES-a. Uvođenjem konkurencije u sektor snabdevanja električnom energijom javlja se više učesnika sa različitim interesima koji moraju da međusobno deluju kako bi isporučili električnu energiju krajnjim korisnicima. U ovakvom okruženju konvencionalni optimizacioni problemi nisu više relevantni. Međutim, nastaju mnoga pitanja na koje treba pronaći odgovor. U nameri da se ostvari obećana korist od uvođenja konkurencije, stari problemi i pitanja moraju se rešiti na radikalno nov način. Da bi ostale u poslu nove kompanije moraju da maksimizuju vrednosti servisa koje obezbeđuju. Razumevanje samo fizike sistema nije više dovoljno. Mora se razumeti kako ekonomija utiče na fiziku sistema i kako fizika ograničava ekonomiju.

Ovo novo okruženje sa mnogo nezavisnih učesnika se vrlo brzo menja. Poslednje tri dekade napisano je na stotine tehničkih preporuka, izveštaja, mnoštvo knjiga u kojima je diskutovano o problemima i načinima za rešavanje u ovim novim okolnostima. Cilj ovog kursa jeste da se studentima daju osnovna znanja iz tržišta električne energije da se ukaže na osnovne probleme i na načine na koji se ti problemi mogu rešiti.

1.1 Energetika i elektroenergetski sistem (EES)

Energetika je strateška privredna grana koja se bavi:

- Proizvodnjom
- Prenosom
- Pretvaranjem i
- Korišćenjem svih vidova energije

Elektroenergetika je sektor energetike zadužen za:

- Proizvodnju
- Prenos,
- Distribuciju
- Isporuku električne energije krajnjim potrošačima.

Elektroprivreda je privredna oblast nacionalne ekonomije koja se ostvaruje učešćem elektroenergetike. Elektroprivreda obezbeđuje potrošačima električne energiju odgovarajuće količine i određenog (propisanog) kvaliteta. Elektroprivreda je vlasnik elektroenergetskog sistema.

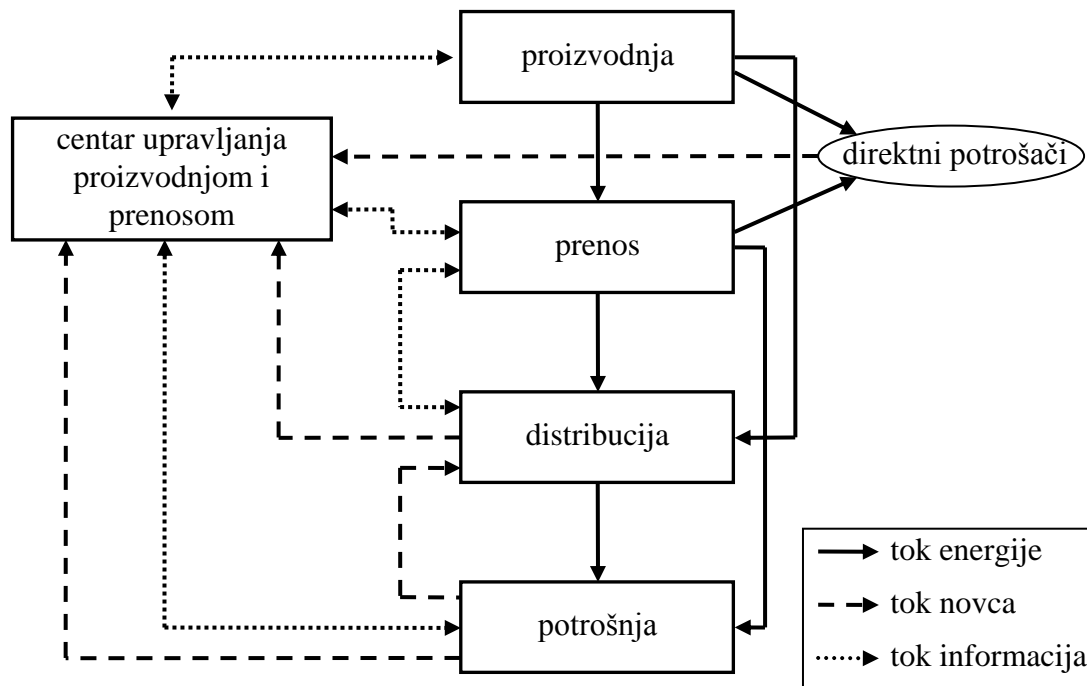
Elektroenergetski sistem je složen, u mrežu povezan sistem sastavljen od elektrana, prenosnih i distributivnih vodova, transformatora, opreme i potrošača. Optimalni pogonski i ekonomski učinci u proizvodnji električne energije postižu se tek kroz zajednički usklađen rad svih delova sistema.

Elektroenergetski sistem (EES) je najveći, najrasprostranjeniji, najuticajniji, najsloženiji i najskuplji tehnički sistem. Složenost EES-a proizlazi iz činjenice da je električnu energiju nemoguće skladištiti pa se nivo proizvodnje mora neprekidno izjednačavati s trenutnim potrebama potrošnje. Pored toga za električnu energiju nema zamene, a troškovi nestašica su znatni. Iz prethodnog sledi neelastičnost tržišta električne energije u slučaju nedovoljne ponude, što može rezultovati visokim cenama za potrošače. Električna je energija poseban proizvod. To je jedini "proizvod" koji kontinuirano troše svi potrošači. Električna energija troši se u desetinki sekunde nakon svoje proizvodnje. Ta fizička svojstva utiču da se granični trošak proizvodnje brzo menja pa se menja i trošak isporuke. Ni jedan drugi proizvod nema tako brzu promenu troškova isporuke.

EES jedne države uobičajeno radi u sinhronom pogonu sa sistemima susednih država, iako ima i izuzetaka (na primer, pojedine ostrvske države, Izrael, itd.). EES koji čine elektroenergetski sistemi više država ili područja naziva se interkonektivni sistem, što znači "međusobno spojeni" sistem ili kraće rečeno interkonekcija. Najpoznatiji takav sistem je evropska ili UCTE interkonekcija u kojoj je jedna od članica i Srbija. Članice UCTE su: Austrija, Belgija, Bosna i Hercegovina, Bugarska, Crna Gora, Češka, Danska, Francuska, Grčka, Hrvatska, Italija, Luksemburg, Mađarska, Makedonija, Holandija, Nemačka, Poljska, Portugalija, Rumunija, Slovačka, Slovenija, Srbija, Španija i Švajcarska.

1.2 Vertikalna organizacija EES-a (Regulisana elektroprivreda)

Klasični pristup eksploataciji EES-a pojedinih država temelji se na njihovoj vertikalnoj strukturi i tzv. privilegovanom položaju elektroprivrede kao javne službe s prirodnim monopolom, Sl. 1.1.



Sl. 1.1 Organizacija elektroprivrede u regularnim uslovima (vertikalna organizacija)

Prirodni monopol postoji u slučaju da nije ekonomski isplativo da više od jednog proizvođača nudi neku robu ili uslugu. Država po pravilu zadržava pravo kontrole cena (obično fiksne cene ili njihova gornja granica). Proizvođač pokriva opravdane troškove. Reč monopol dolazi od grčkih reči *monos* (jedan, sam) i *polein* (prodavati), a znači isključivo pravo (proizvodnje, trgovine, obrta itd.) koje pripada jednoj osobi, određenom skupu osoba ili državi. Pojam "prirodni monopol" povezan je s bitnim pojmovima poput nacionalne sigurnosti, društvenog interesa, socijalne komponente i dr.

Monopol je način da se privileguje prodavac. To je ozakonjenje situacije da na tržištu postoji samo jedan prodavac, a veliki broj kupaca. Za elektroprivredno preduzeće locirano na jednoj teritoriji, u većem delu 20. veka, verovalo se da je prirodni monopol neizbežni oblik njegove manifestacije. Razlozi za prirodni monopol elektroprivrede:

- Troškovi proizvodnje električne energije opadaju sa veličinom generatorskih jedinica
- Troškovi prenosa i distribucije su najniži, ako postoji jedinstveni EES
- Jedinstvo prenosne mreže

Potrebno je reći da su elektro kompanije koje su poslovale po principima verikalne organizacije dale nemerljiv doprinos ekonomskim aktivnostima i kvalitetu života. Većina ljudi koji žive u industrijalizovanim zonama imaju pristup ditributivnoj mreži odnosno imaju

moćnost korišćenja električne energije. U nekoliko poslednjih dekada količina isporučene energije duplirala se svakih 8 godina. U isto vreme dostignuća u energetici unapredila su pouzdanost napajanja do tog nivoa da u većini zemalja prosečan korisnik ostane bez napajanja manje od dva minuta u toku godine.

Osnovne karakteristike i pravila nederegulisane, ili regulisane elektroprivrede:

Privilegija monopola

- Država daje ekskluzivno pravo jednom elektroprivrednom preduzeću da proizvodi, prenosi, distribuira i prodaje električnu energiju na svojoj teritoriji
- Ovo pravo obavezuje elektroprivredno preduzeće da obezbedi dovoljne količine energije za sve potrošače, uz prihvatljive troškove poslovanja

Obaveza usluge

- Obaveza isporuke svim potrošačima, a ne samo onima gde je profit najveći
- Razvoj mreže do svih potrošača, troškovi se uključuju u cenu električne energije

Garantovani nivo prihoda

- Pravedne, definisane stope povraćaja kapitala, koje garantuje država

Propisani uslovi poslovanja

- Tehnički, organizacioni uslovi za funkcionisanje, kvalitet električne energije, načini planiranja i investiranja, propisuje država

Racionalno poslovanje

- Zahteva se poslovanje sa ukupnim minimalnim troškovima

Uspesi regulisane elektroprivrede u industrijalizovanom svetu:

- Ekonomska aktivnost i kvalitet života
- Udvostručenje potrošnje svakih deset godina
- Tehnološke inovacije
- Naponi preko 1000 kV
- Elektrane preko 1000 MW
- SCADA (supervisory control and data acquisition)

1.3. Uvođenje konkurencije - proces deregulacije

Uvođenje konkurencije odnosno proces deregulacije počinje 80-ih godina prošlog veka. Osamdesetih godina prošlog veka ekonomisti su počeli da zagovaraju ideju o prevaziđenosti modela monopola u elektroprivredi. Ekonomisti su sugerisali da bi cene električne energije bile niže kada bi podlegle zakonima tržišta umesto monopolskim

regulativama i državnoj politici. Trend sektorske deregulacije na zapadu počeo je u aviokompanijama, železnici, snabdevanju gasom. Argumenti zagovornika deregulacije su bili sledeći:

- Očuvanje inicijative (ulaganja, novi servisi i usluge)
- Zaštita potrošača od velikih, pogrešnih investicija (greške koje napravi privatna kompanija ne utiču na cenu koju plaćaju krajnji korisnici).
- Odvajanje politike od ekonomije (državne kompanije su često u sprezi sa političkim organizacijama). Kod nas je cena električne energije socijalna kategorija. Politika i efikasna ekonomija ne mogu zajedno. Na primer često se državne kompanije tretiraju kao bure bez dna. Tako viškovi novca ne idu u preko potrebne investicije nego na sasvim drugu stranu koja često nema veze sa oblasti iz koje dolazi kompanija.
- Kompanije koje se takmiče mogu da biraju različite tehnologije

Deregulacija elektroprivrednog sektora krenula je najpre u Čileu a zatim i u drugim zemljama. Slede hronološki podaci:

- Čile (1982)
- Engleska & Vels, Norveška (1990)
- Argentina (1992)
- Australija (1994)
- Švedska, N. Zeland (1996)
- Nemačka, Kalifornija, Holandija, Španija (1998)
- Evropska Unija (1999), Direktiva 96/92/EK iz 1996.

Potrebno je reći da se deregulacija u različitim državama odvijala na različite načine. Može se reći da je deregulacija još uvek proces u nastajanju.

Mogu se ukratko sumirati ciljevi u namere deregulacije. Deregulacija je stvaranje pravila i ekonomskih stimulacija, sa sledećim ciljevima i namerama:

- uvođenje tržišnih principa i konkurentnosti u električnu delatnost
- smanjenje troškova
- povećanje efikasnosti
- sniženje cene električne energije
- povećanje kvaliteta i sigurnosti snabdevanja

Ipak, problem sa električnom energijom je taj što ona ne može da se tretira kao ostala roba jer ne može da se skladišti u većim količinama. Tehnologija skladištenja je tek u začetku. Otuda i mnogo specifičnosti tržišta električne energije u odnosu na tržišta ostalih roba.

Izraz "deregulacija" (*deregulation*) možda nije najsrećnije odabran jer može da stvori odbojnost i protumači se kao ukidanje svih uobičajenih, postojećih pravila elektroenergetskog sektora. Ustvari, on označava uvođenje *novih pravila*, kojih čak ima mnogo više nego u sistemu regulisanog monopola. Ovom procesu bi možda više odgovarao izraz "reregulacija"

Cilj deregulacije i stvaranja slobodnih, organizovanih tržišta električne energije u Evropi je formiranje "Evropskog internog tržišta električne energije" (*Internal Electricity Market - IEM*).

Uvođenje takmičenja u proizvodnji i snabdevanju električnom energijom na međunarodnom nivou povećalo bi ekonomsku efikasnost snabdevanja električnom energijom, od čega bi koristili imali i potrošači i proizvođači.

IEM trenutno ne postoji, ali je postoji ideja o organizaciji tržišta električne energije, kojem se teži u Evropskoj Uniji (EU). Trenutno su slobodna tržišta električne energije u EU organizovana na nacionalnom ili regionalnom nivou. Regionalizacija evropskih tržišta električne energije treba da bude prelazni korak ka *IEM*.

Danas, na primer, u razvoju tzv. **regionalnog balansnog mehanizma (RBM)** učestvuju 14 zemalja regiona Balkana, sa 26 državnih granica.

EU je donela određene akte koji imaju za cilj stvaranje zajedničke energetske politike. Tako Zelena knjiga o energetskej politici" (*Green Paper on Energy Policy, 1995*) i "Bela knjiga o energetskej politici" (*White Paper on Energy Policy*) su prvi akti EU kojima se određuju osnovni ciljevi zajedničke energetske politike.

EU je podeljena na 7 geografskih regiona. Najbolji put do stvaranja *IEM* je regionalizacija. Jugoistočna Evropa (SEE = South-East Europe = Balkan) je region br. 8.

Osnovna problematika: alokacija prenosnih kapaciteta između regiona.

1.4 Argumenti za i protiv tržišta električne energije i deregulacije

Deregulacija je pre svega rekonstruisanje pravila s ciljem da se u elektroprivredi javi tržišni princip i konkurencija. To treba da utiče na:

- smanjenje troškova,
- povećanje efikasnosti,
- smanjenje cene električne energije,

- povećanje kvaliteta električne energije
- povećanje sigurnosti snabdevanja

Deregulacija podrazumeva uvođenje liberalizma. Liberalizam je pokret nastao u 19. veku. Liberali su na ekonomskom planu zahtevali prekid državnog uplitanja u ekonomski život društva. Ekonomski sistemi bazirani na slobodnim tržištima su efikasniji i imaju veći prosperitet od onih koje delom kontroliše država. Za pojavu deregulacije ključne su bile 80 godine prošlog veka. U svetu je sve očiglednija bivala neefikasnost velikih državnih preduzeća. Posumnjalo se, tako, i u “nedodirljivo prirodno pravo” velikih elektroprivreda na privilegovani položaj (položaj “prirodnog” monopoliste). Do sredine osamdesetih godina vladala je praksa da je jedina isplativa proizvodnja ona iz velikih elektrana na uglj, prirodni gas ili nuklearni pogon. Striktna primena ekonomije obima nalagala je planiranje

- što većih generatora
- što većih instalisanih snaga elektrana
- što viših naponskih nivoa, itd.

Preokret u odnosu na ekonomiju obima vezuje se za:

- napredak u tehnologiji malih generatora,
- poboljšanju materijala za njihovu izgradnju,
- primenu kompjuterskih sistema za nadzor i upravljanje.

Pokazuje se da male generatorske jedinice ne moraju da budu ekonomičnije od velikih da bi rešenje problema potrošnje bilo isplativo. Male jedinice mogu da budu raspoređene blizu kuća i manjih industrija i nema potrebe za prenosnom i distributivnom mrežom. Električna energija se proizvodi na mestu potrošnje. Proizvedena električna energija na ovakav način, može da košta nešto više. Međutim, mnoge su i koristi ovakve proizvodnje. Recimo, nema potrebe za prenosnim sistemom. Distributivni sistem je značajno redukovan. Ovakava proizvodnja dobila je i svoj naziv Distribuirano generisanje (DG). Mnogi industrijski i komercijalni potrošači došli su na ideju o gradnji sopstvenih malih elektrana. Počele su i javne rasprave o tome zašto potrošači ne bi mogli da promene dobavljača i da tako dobiju jeftiniju električnu energiju.

Deregulacija suštinski predstavlja funkcionalno raspoređivanje robe (kW, kWh) od usluga (rezerva, podrška reaktivnom snagom) i njihova alokacija (mesto, cena u zavisnosti od mesta i vremena). Time se prevazilazi neefikasnost regulisane elektroprivrede koja se ogleda

u lošim investicijama (predimenzionisani proizvodni i prenosni kapaciteti), sporo uvođenje novih tehnologija. Takve elektroprivrede ne mogu se kriviti zbog neradog rizikovanja i oskudnosti tehničkih inovacija. One su samo odgovarale na sistem stimulacija i pravila koje je postavila vlada. Problem je bio u samom nederegulisanom sistemu. 'Regulacija' je obezbeđivala siguran rast kada je to bilo potrebno, ali 'previše sigurnosti' donosi i stagnaciju.

Prirodni preduslovi da počne da se sistemski razmišlja o deregulaciji bili su:

- Neefikasnost velikih državnih preduzeća,
- Razvoj novih tehnologija proizvodnje (vetrogeneratori, solarne elektrane),
- Novi uslovi poslovanja.

Jedan od najvažniji razloga uvođenja deregulacije je taj što je elektroenergetski sistem potpuno izgrađen i otplaćen i nema više potrebe da vlada obezbeđuje bezrizično finansiranje elektroenergetskog sistema u cilju razvoja. Takođe, tržište je osigurano. Električna energija je postala neophodna i dostupna svima.

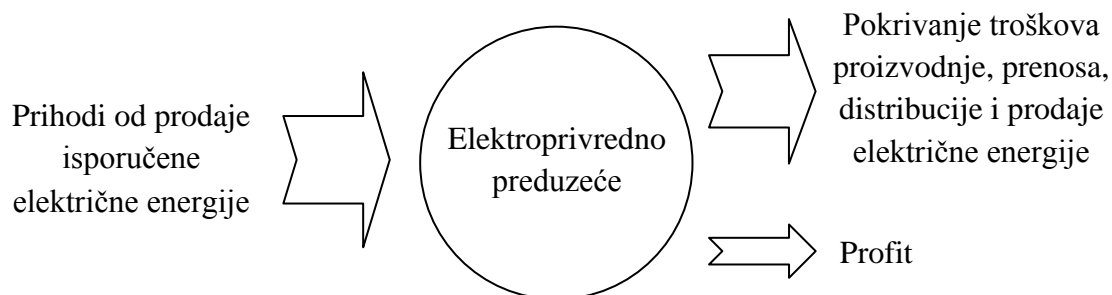
Teorijski gledano, prirodni monopol i ekonomija obima važe samo do određenog nivoa proizvodnje, a onda samo po sebi postojanje više konkurentnih proizvođača dovodi do novog smanjenja troškova (ekonomski zakoni). Uvođenje konkurencije i tržišta električne energije bio je imperativ, za čiju tehničku realizaciju samo je trebalo naći tehničko rešenje. Procenjeno je da se u cilju smanjenja cena električne energije može uvesti konkurencija u generisanje i snabdevanje električnom energijom. To se može postići privatizacijom. Privatizacija znači da vlada prodaje državne elektroprivredne poslove i sredstva privatnim investitorima. Razlog je povećanje gotovog novca u državnoj kasi. Postoji ubeđenje da će se poslovi u rukama privatnih investitora bolje odvijati. Očekuje se da će konkurencija i brže uvođenje inovacija u elektroenergetski sektor doneti značajan pad cene električne energije.

S druge strane regulativa ne stimuliše inovacije. Odsustvo konkurencije ne podstiče unapređenje performansi i preuzimanje rizika uvođenja novih ideja, koje podižu nivo usluga. Postavlja se pitanje: 'Zašto bi regulisana elektroprivreda uvela neku ideju koja bi smanjila troškove kada ima regulisan i garantovan povratak uloženog kapitala.' Konkurencija obezbeđuje nagrade onima koji preuzimaju rizik i postiže korišćenje novih tehnologija i načina poslovanja.

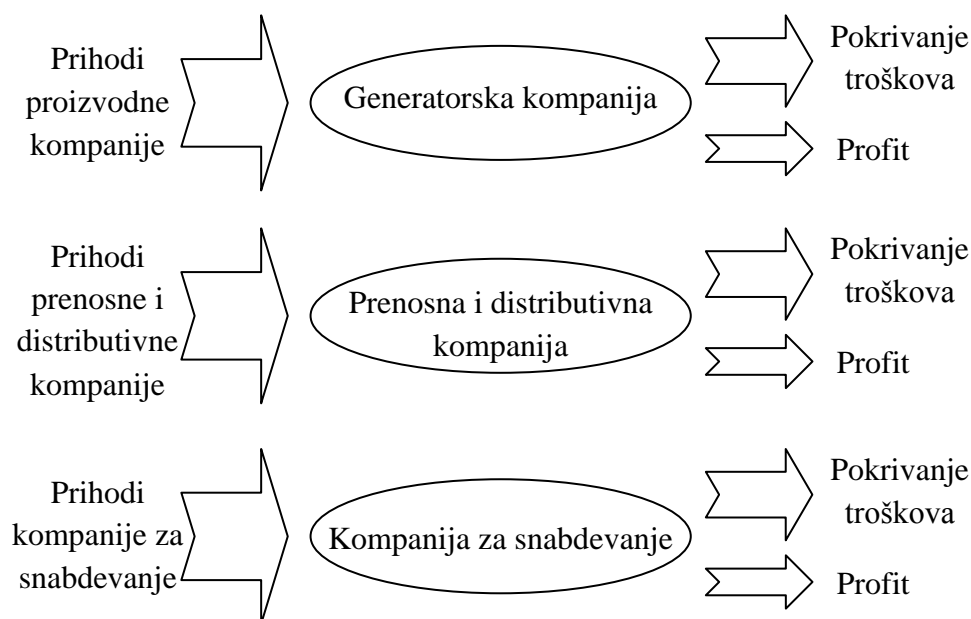
U regulisanom, monopolističkom preduzeću, preduzeće je uočavalo potrebe svojih potrošača i onda odgovaralo na njihove zahteve. S druge strane, u uslovima konkurencije, elektroprivredna preduzeća će predviđati potrebe potrošača i unapred odgovarati na njih. U deregulisanom okruženju očekuje se:

- poboljšanje usluga potrošačima,
- proširenje izbora usluga,
- mogućnost izbora snabdevača električne energije.

Na Sl. 1.2. dat je princip poslovanja vertikalno integrisanog preduzeća, dok je na Sl. 1.3 dat princip poslovanja u deregulisanom okruženju.



Sl. 1.2. Princip poslovanja verikalno integrisanog preduzeća



Sl. 1.3. Princip poslovanja u deregulisanom okruženju.

Uvođenjem konkurencije u generisanje i snabdevanje električnom energijom morali su da se promene i zakoni o pravu korišćenja prenosne i distributivne mreže. Nameće se pitanje zašto bi lokalno elektroprivredno preduzeće koje ima privilegiju monopola i vlasništva nad prenosnom i distributivnom mrežom dozvolilo konkurentnom preduzeću da

koristi njegovu mrežu. To se reguliše zakonom. Zakonom se nalaže lokalnom (nacionalnom, regionalnom) elektroprivrednom preduzeću da dopusti korišćenje prenosne i distributivne mreže svakome ko želi da je ‘opravdano koristi’. Taj zakon daje ‘prirodno pravo’ otvorenog pristupa (*Open Access* = otvoreni pristup) mreži EES.

Namera Vlade je da deregulacijom obezbedi konkurenciju u proizvodnji i prodaji, a ne u prenosu električne energije. “Nema smisla” da konkurentna kompanija gradi nove prenosne i distributivne mreže da bi se probila na tržište, jer je postojeća (uglavnom) dovoljna da zadovolji potrebe prenosa. Prenosna i distributivna mreža ostaju i dalje ‘regulisani monopol’. Proizvodnja i snabdevanje posle deregulacije dopuštaju konkurenciju.

Evropska unija je svojim aktima regulisala ponašanje učesnika na tržištu. Proces deregulacije elektroenergetskog sektora i formiranja liberalizovanog, otvorenog tržišta električne energije u zemljama EU počeo je objavljivanjem “Direktive 96/92/EK o unutrašnjem tržištu električne energije u EU”, od strane Evropske Komisije, krajem 1996. godine. Primena Direktive, posle procesa pripreme i harmonizacije izmenu članica, počela je 19. februara 1999. godine.

Direktiva obezbeđuje pravni okvir za ostvarenje dva osnovna cilja energetske politike EU:

- stvaranje liberalizovanog tržišta električne energije
- demonopolizaciju nacionalnih elektroprivreda

Direktiva obezbeđuje:

- kompromis između konkurencije i
- obavezu snabdevanja električnom energijom (zakonske obaveze nacionalnih elektroprivreda)

1.5 Učesnici od značaja

Korisno je predstaviti sve tipove kompanija i organizacija koje igraju važnu ulogu u tržištima. Kasnije će se detaljnije opisati uloga i motivacija svakog od ovih subjekata. Pošto se u različitim zemljama tržište razvija na različite načine i u različitom stepenu svi ovi subjekti ne moraju se naći u svim tržištima.

Vertikalno integrisane kompanije (*Vertically integrated utilities*) poseduju elektrane kao i prenosnu mrežu i distributivnu mrežu. U tradicionalnom regulisanom okruženju ove kompanije imaju monopol za snabdevanje električnom energijom na određenom

geografskom području. Prateći trend liberalizacije tržišta električne energije tendencija kod ovakvih kompanija je razdvajanje aktivnosti generisanja i prenosa.

Generatorske kompanije (Generating Companies GENCOS) proizvode i prodaju električnu energiju. One takođe mogu da prodaju servise kao što je regulacija, kontrola napona i rezerva što je neophodno sistem operatoru za održavanje kvaliteta i sigurnosti napajanja električnom energijom. Kompanije mogu da poseduju jednu ili više elektrana različitih tehnologija proizvodnje električne energije (termo, hidro, gas, vetar, solar...). Generatorske kompanije koje koegzistiraju sa vertikalno integrisanim preduzećima ponekad se nazivaju nezavisni proizvođači snage (*independent power producers IPP*).

Distributivne kompanije (Distribution companies DISCOS) poseduju i upravljaju distributivnim sistemom. U tradicionalnom okruženju one su imale monopol za prodaju električne energije svim potrošačima koji su priključeni na mrežu. U potpuno deregulisanom okruženju prodaja električne energije potrošačima razdvojena je od rada, održavanja i razvoja distributivne mreže. Trgovci na malo (*retailers*) se takmiče u prodaji električne energije. Ovi kupci mogu biti povezani sa lokalnom distributivnom kompanijom.

Prodavci na malo (Retailers) kupuju električnu energiju na veleprodajnom tržištu (*wholesale market*) i preprodaju je potrošačima koji ne žele ili kojima nije dozvoljeno da učestvuju u trgovini na veliko. Trgovci na malo ne moraju da poseduju proizvodne, prenosne ili distributivne kapacitete. Neki prodavci su povezani sa generatorskim ili distributivnim kompanijama. Svi krajnji kupci (potrošači) jednog prodavca na malo ne moraju biti priključeni na mrežu iste distributivne kompanije.

Market operator (Market operator MO) tipično pokreće kompjuterski sistem koji prikuplja ponude i potražnje (*bids and offers*) od strane prodavaca i kupaca električne energije. On takođe vodi računa o poravnanju ponude i potražnje. Ovo znači da on prosleđuje plaćanja kupaca prodavcima na osnovu isporučene energije. Nezavisni sistem operator (*Independent system operator ISO*) je obično odgovoran za vođenje tržišta poslednjeg izbora (*last resort*) odnosno tržišta u smislu da potrošnja i proizvodnja budu balansirane u realnom vremenu.

Nezavisni sistem operator (The Independent system operator ISO) prvenstveno je odgovoran za održavanje sigurnosti elektroenergetskog sistema. On se naziva nezavisan jer u

konkurentnom okruženju sistem mora da radi na takav način da se ne favorizuje ili kažnjava bilo koji učesnik na tržištu u odnosu na drugog. ISO poseduje samo kompjutersku i telekomunikacionu opremu koja je neophodna za praćenje i kontrolu EES-a. ISO obično kombinuje svoju operativnu odgovornost sa ulogom operatera tržišta posljednjeg izbora.

Prenosne kompanije (Transmission companies TRANSCO) poseduje elemente prenosnog sistema kao što su nadzemni vodovi, kablovi, transformatori, uređaji za kompenzaciju reaktivne snage, FACTS uređaji itd.). Oni koriste ovu opremu prema uputstvima nezavisnog sistem operatora. Prenosne kompanije ponekad su povezane sa kompanijama koje poseduje proizvodne kapacitete. Nezavisna prenosna kompanija (*independent transmission company* ITC) je prenosna kompanija koja ne poseduje proizvodne kapacitete i takođe deluje kao nezavisni sistem operator.

Regulatorno telo (The regulator) je državno telo odgovorno za pošten i efikasan rad energetskeg sektora. Ono određuje ili odobrava pravila na tržištu električne energije. Takođe, istražuje slučajeve zloupotrebe tržišne moći. Regulator takođe određuje cene proizvoda i usluga.

Mali potrošači (Small consumers) kupuju električnu energiju od trgovca na malo (*retailers*) i zakupljuju konekciju sa elektroenergetskim sistemom iz svoje lokalne distributivne kompanije. Njihovo učešće na tržištu električne energije se svodi na izbor jednog maloprodajnog prodavca između ostalih, ako imaju tu mogućnost.

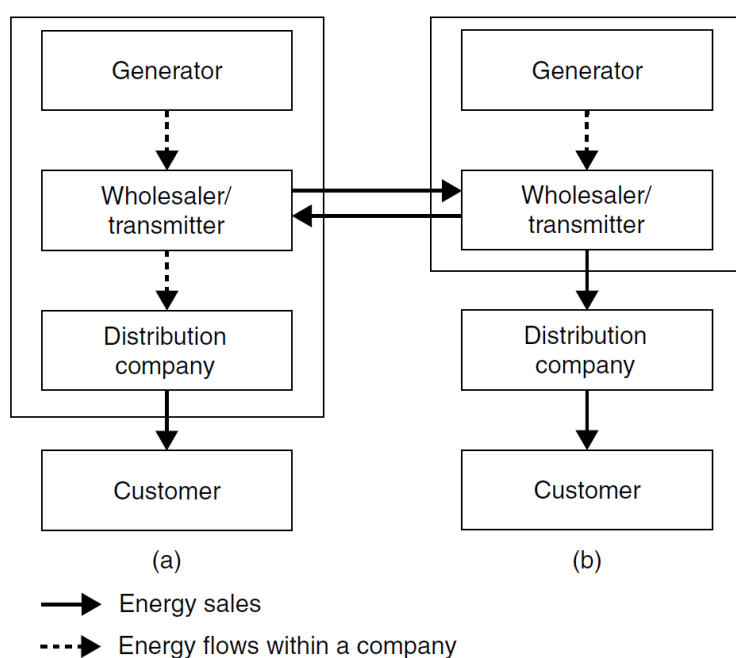
Veliki potrošači (Large consumers), s druge strane, često uzimaju aktivnu ulogu na tržištu kupujući direktno električnu energiju na tržištu. Neki od njih mogu da ponude uslugu kontrolisanja opterećenja što ISO može iskoristiti u procesu kontrole celog sistema. Veliki potrošači su ponekad direktno vezani na prenosni sistem.

1.6 Modeli konkurencije (modeli tržišta)

Hunt and Shuttleworth (1996) su predložili četiri modela za prikaz evolucije napajanja električnom energijom od regulisanog monopola do potpune konkurencije (deregulacije).

1.6.1 Model 1: Monopol

Prvi model koji je prikazan na Sl. 1.4. odgovara sistemu sa tradicionalnim monopolom. Model (a) sa slike odgovara slučaju gde jedna kompanija integriše proizvodnju, prenos i distribuciju električne energije. Svi podsistemi su u vlasništvu jedne kompanije. Kod modela (b) proizvodnjom i prenosom se upravlja iz jedne kompanije koja prodaje električnu energiju lokalnim monopolističkim distributivnim kompanijama. Ovaj model ne sprečava bilateralne trgovine energijom između komunalnih preduzeća koji rade u različitim geografskim područjima. Kao što je ilustrovano na Sl. 1.4, ove trgovine se odvijaju na nivou veleprodaje.

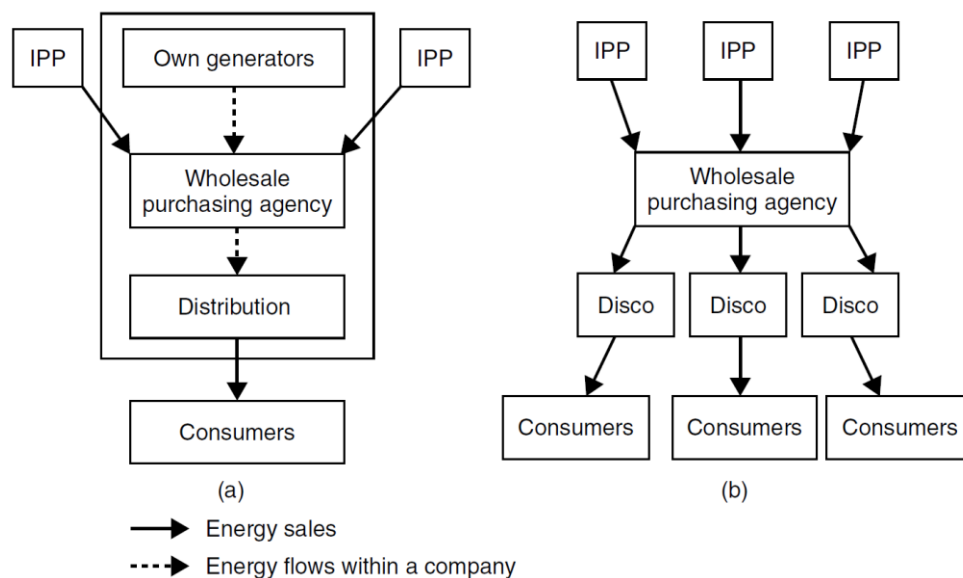


Sl. 1.4. Monopolski model tržišta električne energije baziran na (Hunt and Shuttleworth, 1996). U podmodelu (a), sistem je potpuno vertikalno integrisan, dok se u podmodelu (b) distribucijom upravlja od strane jedne ili više odvojenih kompanija.

1.6.2. Model 2: Purchasing agency (Agencija za nabavku/kupovinu)

Sl. 1.5 (a) pokazuje mogući prvi korak ka uvođenju konkurencije kod snabdevanja električnom energijom. Integrisana kompanija više ne poseduje sve proizvodne kapacitete. Nezavisni proizvođači (*Independent power producers IPP*) su povezani na mrežu i prodaju njihovu proizvodnju kompaniji koja radi (deluje) kao agent za kupovinu (agencija za kupovinu). Sl. 1.5 (b) pokazuje dalju evoluciju ovog modela gde javno preduzeće (kompanija) ne poseduje nijedan proizvodni kapacitet i kupuje svu energiju od nezavisnih

proizvođača. Delatnost distribucije i maloprodaje takođe je podeljena. Distributivne kompanije (DISCOs) zatim kupuju energiju koju potrošači koriste od agencije za nabavku na veliko. Tarife koje određuje agencija za nabavku moraju se regulisati jer imaju monopolsku moć nad distributivnim kompanijama, a takođe su i monopsoni u odnosu na nezavisne proizvođače (IPPs). Monopson (pojam iz ekonomije) je tržišno stanje kada određeni proizvod potražuje samo jedan kupac, a na strani ponude stoji mnogo prodavaca. Monopsonistički kupac može uticati na cene na tržištu i tako uvećati svoj profit. Prema tome, ovaj model ne formira cenu koja odražava troškove na isti način na koji to radi slobodno tržište (pogledati Poglavlje 2). Međutim, ovakav model ima prednost uvođenja neke konkurencije između generatora bez troškova uspostavljanja konkurentnog tržišta kao u složenijim modelima koji će biti opisani u nastavku.



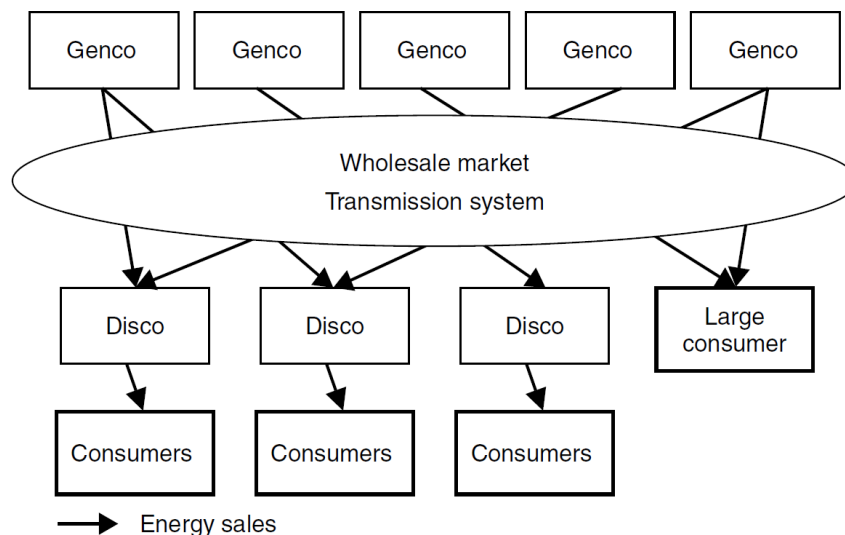
Sl. 1.5. Model tržišta sa agencijom za prodaju baziran na (Hunt and Shuttleworth, 1996).

(a) integrisana verzija, (b) razdvojena verzija

1.6.3. Model 3: Wholesale competition (Konkurentnost u trgovini na veliko)

U ovom modelu, koji je prikazan na Sl. 1.6, nijedna centralna organizacija nije odgovorna za snabdevanje električne energije. Umesto toga, DISCOs kupuju električnu energiju koju koriste njihovi potrošači direktno od GENCOs. Ove transakcije se odvijaju na veleprodajnom tržištu električne energije. Često je najvećim potrošačima dozvoljeno da kupuju električnu energiju direktno na veleprodajnom tržištu. Kao što će se videti u Poglavlju 3, ovo tržište na veliko može biti centralizovano ili decentralizovano (bilateralno).

Na nivou veleprodaje, jedine funkcije koje ostaju centralizovane su upravljanje spot tržištem i upravljanje radom prenosne mreže. Na maloprodajnom nivou, sistem ostaje centralizovan jer svaki DISCO pored toga što upravlja distributivnom mrežom u svojoj oblasti, kupuje i električnu energiju u ime potrošača lociranih na teritoriji koju opslužuje (servisira).



Sl. 1.6. Model tržišta sa konkurencijom u kupovini na veliko.

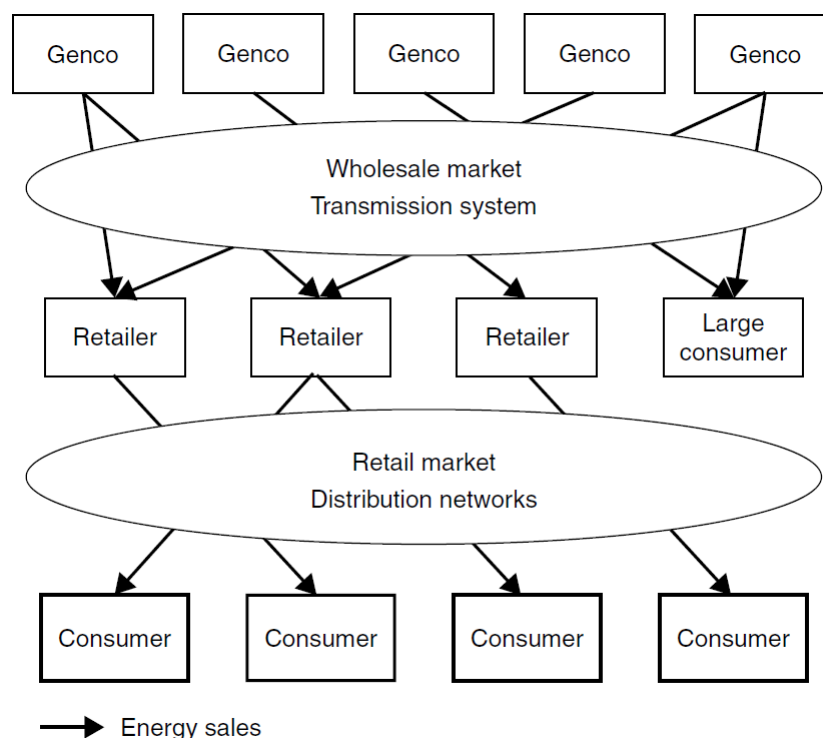
Ovaj model stvara znatno veću konkurenciju za proizvodne kompanije jer se veleprodajna cena određuje na osnovu ponude i potražnje. Sa druge strane, maloprodajna cena električne energije mora ostati regulisana jer mali potrošači ne mogu izabrati konkurentnog snabdevača ako smatraju da je cena previsoka. Ovim su distributivne kompanije izložene iznenadnom velikom povećanju veleprodajne cene električne energije.

1.6.4. Model 4: Retail competition (Maloprodajna konkurencija)

Sl. 1.7 ilustruje konačni oblik konkurentnog tržišta električne energije u kojem svi potrošači mogu izabrati svog dobavljača. Zbog troškova prenosa, samo najveći potrošači odlučuju da kupuju električnu energiju direktno na veleprodajnom tržištu. Većina malih i srednjih potrošača električnu energiju kupuje od maloprodajnih prodavaca (retailers), koji kupuju na veleprodajnom tržištu. Kod ovog modela, aktivnosti fizičkog napajanja potrošača od strane distributerskih kompanija obično su odvojene od njihovih maloprodajnih aktivnosti jer one više ne poseduju lokalni monopol za snabdevanje električnom energijom u području

koje pokriva njihova mreža. U ovom modelu, jedine preostale monopolske funkcije su prema tome obezbeđivanje i rad prenosnih i distributivnih mreža.

Kada se jednom uspostave dovoljno konkurentna tržišta, maloprodajna cena više ne mora biti regulisana jer mali potrošači mogu menjati maloprodajnog prodavca (reteiler) kada im se ponudi bolja cena. Kao što će se videti u 2. poglavlju, sa ekonomske perspektive ovaj model je najefikasniji jer su cene energije određuju kroz tržišne interakcije. Međutim, implementacija ovog modela zahteva značajan broj merenja, savremen sistem komunikacije i obrade podataka. Troškovi prenosnih i distributivnih mreža i dalje se naplaćuju svim njihovim korisnici. Ovo se radi na regulisanoj osnovi jer ove mreže zadržavaju monopol.



Sl. 1.7. Model tržišta sa maloprodajnom konkurencijom

1.7 Regulatorna agencija za energetiku (Srbija)

Ranije je rečeno da je neophodno postojanje odgovarajućeg regularnog tela čiji je cilj rad tržišta na zdravim osnovama. Kod nas se time bavi regulatorna agencija za energetiku (AERS). To je nezavisno, od države formirano regulatorno telo, sa nadležnostima u sektorima:

- električne energije,
- gasa,
- nafte,

- toplotne energije.

Poslovi regulatorna agencija za energetiku su:

- izdavanje licenci za obavljanje energetske delatnosti
- određivanje metodologije za proračun opravdanih troškova rada energetske subjekata
- donošenje tarifnih sistema za regulisane energetske delatnosti
- davanje saglasnosti na cene energetske subjekata čije su delatnosti regulisane

Regulisanim cenama za energiju i energetske usluge:

- štite se tarifni kupci od zloupotrebe monopolske pozicije koju nužno imaju neki energetske subjekti,
- štite se energetske subjekti od politički motivisanog, ekonomski neopravdanog depresiranja cena.

Agencijom upravlja Savet agencije, (predsednik, četiri člana). Njih bira Narodna skupština na predlog vlade republike Srbije. Članovi Saveta se biraju iz reda istaknutih stručnjaka iz oblasti energetike. Savet agencije za svoj i rad Agencije odgovara Narodnoj skupštini, podnosi joj godišnji izveštaj o radu (finansijskom poslovanju), verifikovan od nezavisnog revizora i finansijski plan za narednu godinu. Agencija za energetiku je počela sa radom 2005. god.

Zakonom o energetici propisano je da se cene za energetske delatnosti u čijem obavljanju postoji monopol određuju na bazi opravdanih troškova poslovanja koje utvrđuje Agencija.

Za energetske delatnosti koje se obavljaju pod uslovima tržišne konkurencije, cene se formiraju slobodno – na tržištu.

1.8 Otvorena pitanja

U monopolskom modelu, sve tehničke odluke u vezi sa radom i razvojem elektroenergetskog sistema se odvijaju u okviru jedne organizacije. Kratkoročno gledano, to znači da se, barem u teoriji, rad svih komponenti sistema može koordinirati kako bi se postigao najmanji trošak. Na primer, održavanje prenosnog sistema može se uskladiti sa održavanjem proizvodnih jedinica kako bi se minimizirali efekti zagušenja. Slično, dugoročni razvoj sistema može biti planiran da osigura da prenosni kapacitet i topologija odgovaraju proizvodnim kapacitetima i njihovoj lokaciji.

Uvođenje konkurencije podrazumeva odricanje od centralizovane kontrole i koordinisanog planiranja. Jedna integrisana kompanija zamenjena je grupom nezavisnih kompanija. Svaka od njih samostalno odlučuje šta će učiniti da maksimizuje svoje privatne ciljeve. Kada je ideja o konkurentnim tržištima električne energije pomenuta prvi put, mnogi su je odbacili smatrajući da tako razdvojen sistem ne može da održi svetla upaljenim (da neće biti kontinualnog napajanja). Danas, nakon višegodišnjih iskustva sa decentralizovanim sistemom, pokazano je da razdvajanje proizvodnje od sistema prenosa ne mora nužno smanjiti pouzdanost celokupnog EES-a.

Ono što je znatno teže dokazati jeste da razdvojeni, konkurentni sistem funkcioniše efikasnije od centralizovanog. Iako je jasno da profit motiviše generatorske kompanije da bolje održavaju svoje proizvodne kapacitete (elektrane), ostaje da se dokaže da je ovo poboljšanje po pitanju raspoloživosti (i moguće efikasnosti) dovoljno da kompenzuje gubitak koordinacije između proizvodnih kapaciteta.

Što se tiče dugoročnog razvoja, argument u korist uvođenja konkurencije je da centralni planeri uvek daju pogrešne prognoze. Posebno, monopolske kompanije imaju tendenciju da precenjuju proizvodne kapacitete koje su potrebni. Njihovi pripadajući potrošači su tada obavezni da plaćaju nepotrebne investicije. Uvođenjem konkurencije, pretpostavka je, da će skup nezavisnih investicionih odluka nekoliko kompanija koje traže veći profit bliže odgovarati stvarnom rastu potražnje od preporuka samo jednog odeljenja za planiranje. Osim toga, nedovoljno korišćeno investiciono ulaganje kompanije koja posluje na slobodnom tržištu predstavlja rizik za svoje vlasnike, a ne za svoje korisnike. Iskustva iz celog sveta sugerišu da su investitori spremni prihvatiti ovaj rizik. Međutim, ostaje da se vidi da li će rast proizvodnih kapaciteta adekvatno pratiti povećanje potražnje ili će se prolaziti kroz "boom-and-bust" ciklus (ciklus uspon i pada). Ciklus "boom-and-bust" je proces ekonomske ekspanzije i kontrakcije koji se ponavlja više puta. Ciklus "boom-and-bust" je ključna karakteristika današnjih kapitalističkih ekonomija. Tokom "boom"-a ekonomija raste, poslovi su brojni i tržište donosi visoku povraćaj investitorima. U kasnijem periodu ekonomija se smanjuje, ljudi gube posao i investitori gube novac (period "bust"-a).

Vertikalno integrisane kompanije planiraju razvoj svoje prenosne mreže tako da odgovara izgradnji novih proizvodnih postrojenja. U konkurentskom okruženju, kompanija za prenos ne zna unapred vreme kada će generatorske kompanija izgraditi nove proizvodne kapacitete. Ova neizvesnost čini proces planiranja prenosa mnogo težim. Nasuprot tome, proizvodnim kompanijama nije garantovano da će prenosni kapacitet biti raspoloživ za

njihovu proizvodnju. Druge kompanije mogu takođe izgraditi nove proizvodne kapacitete u blizini i takmičiti se za raspoložive prenosne kapacitete.

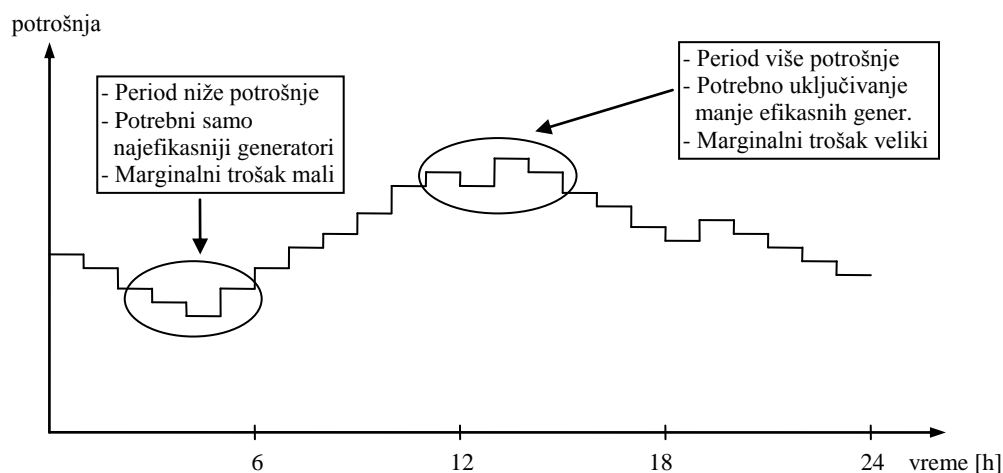
Mreže za prenos i distribuciju do sada su tretirane kao prirodni monopoli. Postojanje dva odvojena i konkurentna skupa dalekovoda ili distributivnih fidera, očigledno nema nikakvog smisla. Sa ekonomskog gledišta ali i sa gledišta pouzdanosti, svi prenosni vodovi, fideri i druge komponente trebaju biti povezane na isti sistem. Sa druge strane, neki ekonomisti i neki preduzetnici počeli su da tvrde da sve ove komponente ne moraju biti u vlasništvu iste kompanije. Oni veruju da bi određeni investitori investirali u proširenje prenosne i distributivne mrežu kako bi zadovoljili specifične potrebe za prenosom ili distribucijom električne energije. Gledajući pojedinačno, takve mogućnosti bi mogle biti profitabilne za investitore. Međutim, ovakve aktivnosti se moraju odvijati unutar okvira koji maksimizuje ukupnu korist za sve korisnike mreže.

1.9 Električna energija kao roba

Jedna od polaznih postavki deregulacije je da se električna enegija može tretirati na tržištu kao i sva ostala roba. Na primer kao sirova nafta, prirodni gas, pšenica i sl. Međutim, električna energija ne može da se čuva na ekonomičan način. Električna energija mora da se proizvodi onda kada se i troši.

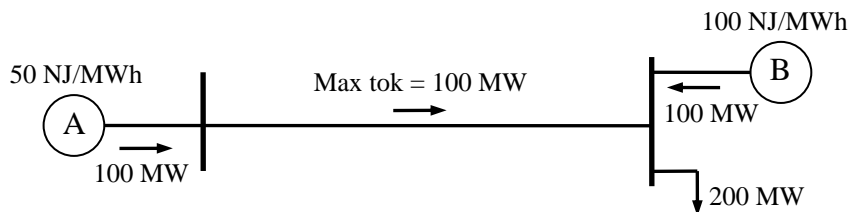
Na cenu električne energije može da utiče više različitih efekata. Jedan od njih je efekat cikličnosti potrošnje koji je ilustrovan na Sl. 1.8. Može se pokazati sledeće:

- Troškovi proizvodnje električne energije menjaju se sa opterećenjem,
- Vrednost MWh nije konstantna tokom dana,
- MWh u vrhu dijagrama opterećenja nije što i MWh u dnu dijagrama opterećenja.



Sl. 1.8. Efekat cikličnosti potrošnje

Na cenu električne energije može da utiče i lokacija. To je ilustrovano na Sl. 1.9. Na cenu može da utiče ograničenje prenosnih kapaciteta što može da dovede do segmentiranja tržišta, odnosno podele tržišta na segmente sa različitom cenom električne energije. Na primer cena električne energije u A je jednaka marginalnom trošku u A (50 NJ/MWh), dok je cena električne energije u B jednaka marginalnom trošku u B (100 NJ/MWh).



Sl. 1.9. Efekat lokacije

Na cenu utiče i efekat sigurnosti napajanja. Potrošači očekuju neprekinuto snabdevanje električnom energijom a to nije uvek jednostavno postići (princip sigurnosti N-1). Svakodnevni rast potreba za električnom energijom zahteva da se problemu sigurnosti napajanja pokloni velika pažnja. To podrazumeva i dodatne investicije koje mogu da utiču i na krajnju cenu električne energije.

2. OSNOVNI EKONOMSKI KONCEPTI

2.1 Uvod

U ovom poglavlju biće uvedeni osnovni koncepti iz teorije mikroekonomije koji su potrebni za razumevanje tržišta električne energije. Biće objašnjeni i ekonomski termini koji se sve češće sreću u inženjerskoj literaturi. Kao što će se videti u sledećim poglavljima, električna energija nije jednostavna roba, a tržišta električne energije su složenija od tržišta za druge proizvode. Da bi se izbegle nepotrebne komplikacije, osnovni koncepti mikroekonomije predstavice se koristeći primere koji nemaju nikakve veze sa električnom energijom.

2.2 Osnove tržišta

Tržišta su nastala veoma davno i mogu se naći u većini civilizacija. Tokom godina ona su evoluirala od toga da su bila mesta na kojima su ljudi povremeno prodavali robu pa do virtuelnih okruženja u kojima se podaci razmenjuju elektronskim putem, a kupovina i prodaja se vrše prostim klikom miša. Uprkos ovim tehnološkim promenama, osnovni princip se nije promenio: tržište je mesto gde se kupci i prodavci susreću da vide da li mogu da naprave dogovor.

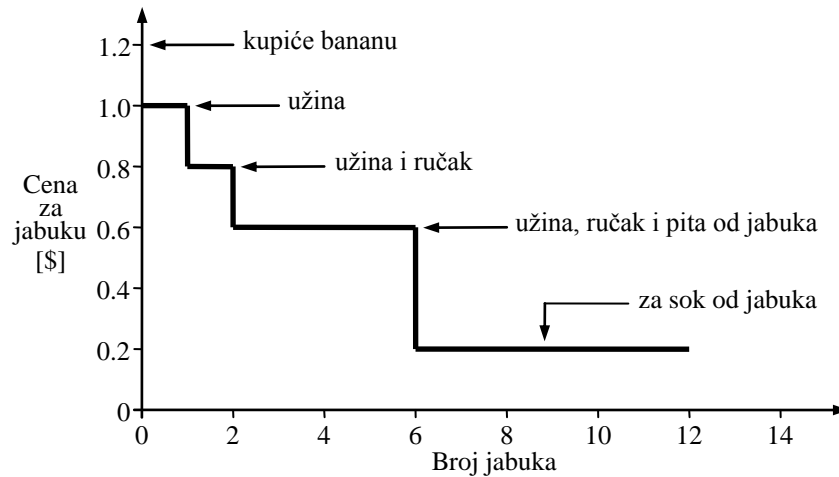
Da bi se objasnilo kako funkcionišu tržišta, prvo će se razviti model koji opisuje ponašanje potrošača. Zatim će se razviti model koji objašnjava aktivnosti proizvođača. Kombinujući ova dva modela, moći će da se prikaže pod kojim uslovima se oni mogu dogovoriti.

2.2.1 Modelovanje potrošača

2.2.1.1 Individualna potražnja

Može se početi sa jednostavnim primerom. Neka se pretpostavi da Sale radi blizu pijace na koju će otići na pauzi. Iako farmer prodaje različito voće Sale je zainteresovan za jabuke. Broj jabuka koje će Sale kupiti zavisi od njihove trenutne cene. Ako je cena dovoljno visoka (iznad zadatog praga) Sale može da preskoči obrok (da ne kupi jabuku) ili da kupi neko drugo voće. Ako je cena ispod tog praga, ali ipak prilično visoka, verovatno će kupiti samo jednu jabuku koju će pojesti na povratku na posao. Ako je cena još niža, Sale može kupiti jednu za sad, a drugu za ručak. Kod još niže cene, Sale se može odlučiti da kupi

dovoljno jabuka kako bi napravio kolač za večeru. Konačno, ako je cena niža nego što je ikada ranije bila, ovo je možda prilika da eksperimentišete sa setom za proizvodnju sokova koji mu je poklonio brat za rođendan. Sl. 2.1 prikazuje kako se potražnja jabuka razlikuje u odnosu na cenu. Tradicionalno cena je na grafikonu prikazana na vertikalnoj osi. Ova kriva pokazuje koju bi cenu potrošač hteo da plati za određenu količinu.



Sl. 2.1. Tipična relacija između cene jabuka i potražnje od strane kupca

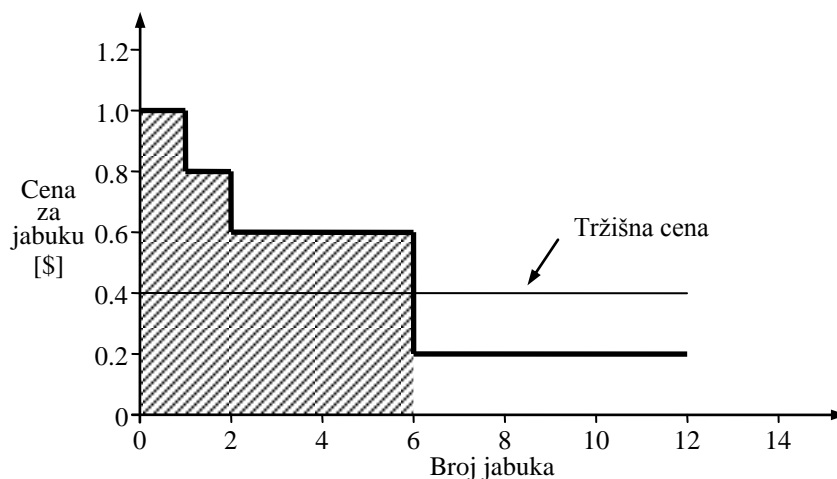
Može se tvrditi da odluka o kupovini zavisi i od kvaliteta proizvoda. To je potpuno ispravno stanovište. Pretpostaviće se da su sve ostale karakteristike proizvoda (tip, veličina i kvalitet) precizno definisane.

2.2.1.2 Višak, suficit (*Surplus*)

Neka je cena jabuka na pijaci 0.40 \$ za jednu jabuku. Po toj ceni, kao što je prikazano na Sl. 2.2. Sale odlučuje da kupi 6 jabuka.

Može se izračunati bruto potrošački višak (*gross consumer's surplus*) koji Sale, kao potrošač, ostvaruje kupovinom ovih jabuka. On predstavlja ukupnu vrednost koju kupac dodeljuje ovim jabukama. Proračun je sledeći:

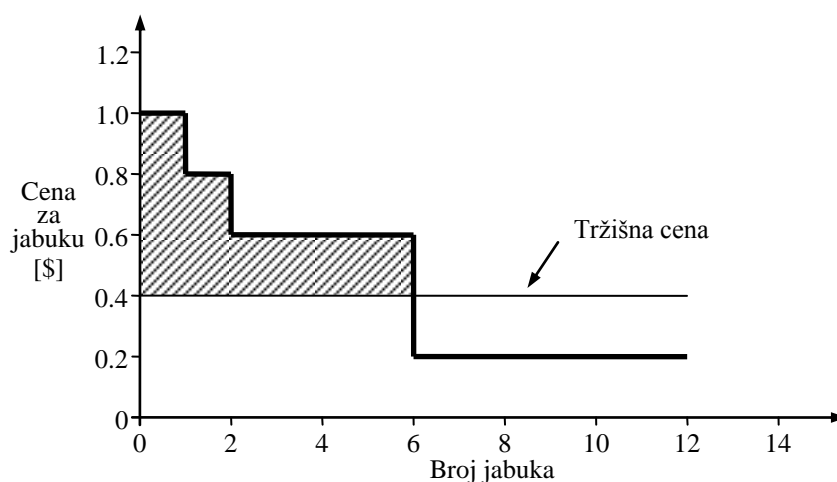
Vrednost prve jabuke	1 x 1.00 \$ =	1.00 \$
Vrednost druge jabuke	1 x 0.80 \$ =	0.80 \$
Vrednost sledeće četiri jabuke	4 x 0.60 \$ =	2.40 \$
Bruto suficit		4.20 \$



Sl. 2.2. Bruto višak od kupovine jabuka

Kao što je prikazano na Sl. 2.2, bruto potrošački suficit je jednak osenčenoj površini ispod krive. Međutim, Sale je morao da plati $6 \times 0.40 \$ = 2.40 \$$ za kupovinu ovih jabuka i to predstavlja novac koji više ne može koristiti za druge svrhe.

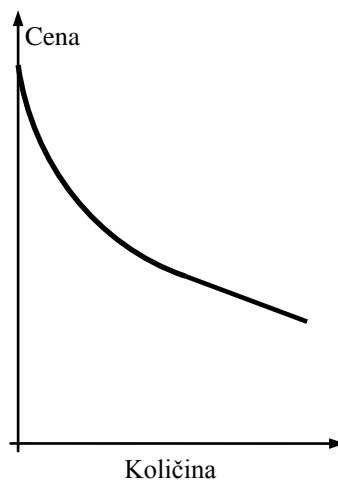
Može se definisati neto potrošački suficit (ili jednostavno potrošački višak) kao razlika između bruto potrošačkog suficita i troška kupovine robe. Kao što je ilustrovano na Sl. 2.3, neto potrošački suficit je jednak površini između krive i horizontalne linije koja odgovara tržišnoj ceni. Neto potrošački suficit predstavlja "dodatnu vrednost" koja se dobija zbog mogućnosti kupovine svih jabuka po istoj tržišnoj ceni.



Sl. 2.3. Neto potrošački suficit pri kupovini jabuka

2.2.1.3. Funkcije potražnje i inverzne funkcije potražnje (*Demand and inverse demand functions*)

Malo je verovatno da svi potrošači koji dolaze na tržište imaju isti apetit za jabuke. Neki od njih bi platili mnogo više za isti broj jabuka, dok bi drugi kupovali jabuke samo kada su veoma jeftine. Ako bi se objedinile karakteristike potražnje dovoljno velikog broja potrošača, diskontinuiteti uvedeni pojedinačnim krivama bi se ispeglili, što bi dovelo do krive koja je prikazana na Sl. 2.4. Ova kriva predstavlja inverznu funkciju potražnje (*inverse demand functions*) svih kupaca.



Sl. 2.4. Tipična veza između cene robe i potražnje za tom robom od strane grupe potrošača.

Ova kriva se naziva inverzna funkcija potražnje ili funkcija potražnje u zavisnosti od usvojene perspektive

Ako se sa q označi količina, a sa π cena robe, može se napisati:

$$\pi = D^{-1}(q) \quad (2.1)$$

Ako se kriva pogleda iz drugog smera, dobija se funkcija potražnje za ovu robu:

$$q = D(\pi) \quad (2.2)$$

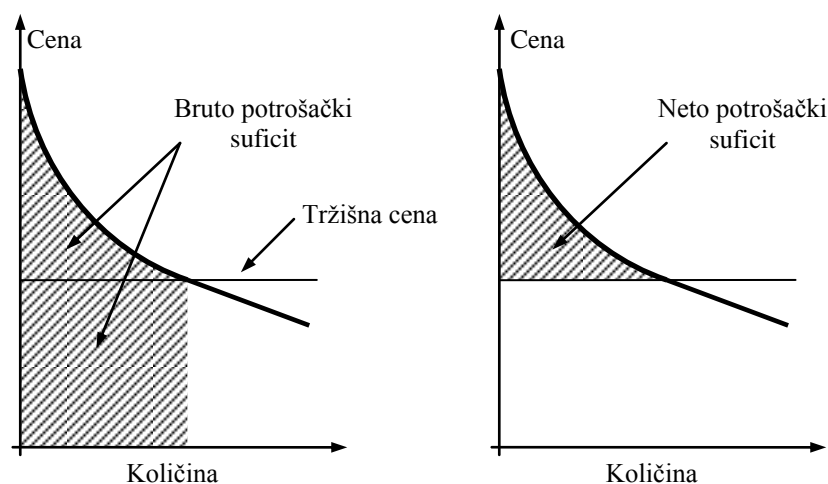
Za većinu, ako ne i za sve praktične proizvode, funkcija potražnje je nagnuta nagore, odnosno količina se smanjuje dok se cena povećava. Inverzna funkcija potražnje ima važno ekonomsko tumačenje. Za dati nivo potrošnje, ona pokazuje koliko novca su potrošači voljni da plate kako bi dobili malu dodatnu količinu posmatrane robe. S druge strane, ona takođe govori o tome koliko novca bi isti potrošači želeli da dobiju kao kompenzaciju za redukovanu potražnju. Nettošenje ovog iznosa novca na ovu robu kupcu bi omogućilo da kupi neku drugu robu ili da ga sačuva za kupovinu nečega kasnije. Drugim rečima, kriva potražnje daje marginalnu vrednost koju potrošači pripisuju/dodeljuju robi. Tipičan nagnut oblik krive

pokazuje da su potrošači obično spremni da plate više za dodatne količine robe kada imaju samo malu količinu ove robe. Njihova marginalna želja za plaćanje ove robe smanjuje se kada se njihova potražnja povećava.

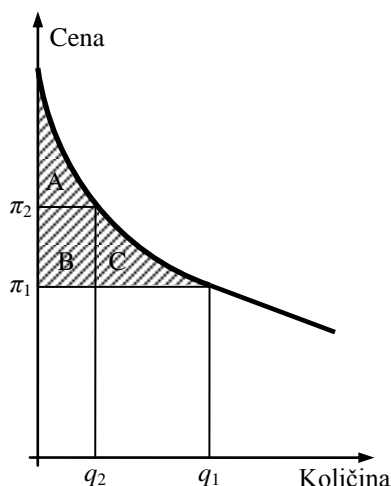
Koncepti bruto i neto suficita potrošača koji je ranije definisan može se proširiti na bruto i neto suficite grupe potrošača. Na Sl. 2.5 bruto suficit je grafički prikazan kao osenčena površina ispod inverzne funkcije potražnje do količine koju potrošači kupuju po trenutnoj tržišnoj ceni. Neto suficit odgovara oblasti između inverzne funkcije potražnje i horizontalne linije koja odgovara tržišnoj ceni.

Koncept neto suficita je mnogo važniji od samog izračunavanja njegove apsolutne vrednosti. Izračunavanje apsolutne vrednosti neto suficita može biti prilično komplikovano jer inverzna funkcija potražnje nije uvek poznata u eksplicitnom obliku.

Razmatranje kako ovaj neto suficit zavisi od tržišne cene je mnogo interesantnije. Sl. 2.6 ilustruje promenu neto suficita kada se tržišna cena povećava. Ako je tržišna cena π_1 , potrošači kupuju količinu q_1 , a neto suficit je jednak osenčenoj površini. Ako se cena poveća na π_2 , nivo potrošnje/potražnje se smanjuje na q_2 , a neto suficit potrošača smanjuje se na oblast približno trouglastog oblika označenu sa A. Dva efekta doprinose ovom smanjenju neto suficita. Prvo, pošto je cena veća, potražnja se smanjuje od q_1 do q_2 . Ovaj gubitak neto suficita je jednak površini sa oznakom C. Drugo, potrošači moraju platiti veću cenu za količinu q_2 koju i dalje žele da kupe, pa time gube dodatni iznos suficita koji predstavlja oblast označena sa B.



Sl. 2.5. Bruto i neto suficit grupe potrošača



Sl. 2.6. Promene u neto suficitu usled povećanja tržišne cene

2.2.1.4. Elastičnost potražnje

Povećanje cene robe čak i za malu vrednost svakako će smanjiti potražnju. Postavlja se pitanje za koliko. Da bi se odgovorilo na ovo pitanje, potrebno je odrediti izvod $dq/d\pi$ krive potražnje. Ovaj izvod predstavlja nagib krive potražnje. Primena ovog izvoda direktno predstavlja problem zbog različitih jedinica kojima se meri količina i cena. Poređenje odziva potražnje na promenu cene za različite robe bilo bi nemoguće. Da bi se zaobišle ove poteškoće, definiše se cenovna elastičnost potražnje (*price elasticity of demand*) kao odnos relativne promene potražnje prema relativnoj promeni cene:

$$\varepsilon = \frac{\frac{dq}{q}}{\frac{d\pi}{\pi}} = \frac{\pi}{q} \frac{dq}{d\pi} \quad (2.3)$$

Kaže se da je potražnja za robom elastična ako određena procentualna promena u ceni daje veću procentualnu promenu potražnje. Sa druge strane, ako je relativna promena u potražnji manja od relativne promene cene, za potražnju se kaže da je neelastična. Konačno, ako je elastičnost jednaka -1, potražnja je jedinično elastična (*unit elastic*).

Elastičnost potražnje za robom zavisi u velikoj meri od dostupnosti potencijalne zamene za tu robu. Na primer, elastičnost potražnje za kafom bila bi mnogo manja ukoliko potrošači ne bi imali mogućnost da piju čaj. Kada se govori o elastičnosti i zameni, mora se jasno definisati vremenski rok za zamene. Na primer, može se pretpostaviti da se u jednom delu grada koristi električno grejanje. Kratkoročno gledano, cenovna elastičnost potražnje za električnom energijom je vrlo niska, jer potrošači nemaju izbor ako žele da im stanovi ostanu

topli. Na dugoročnom planu, međutim, mogu ugraditi grejanje na gas i cenovna elastičnost potražnje za električnom energijom biće mnogo veća.

Koncept zamenskih proizvoda može se kvantifikovati definisanjem unakrsne elastičnosti između potražnje za robom i i cenom robe j :

$$\varepsilon = \frac{\frac{dq_i}{q_i}}{\frac{d\pi_j}{\pi_j}} = \frac{\pi_j}{q_i} \frac{dq_i}{d\pi_j} \quad (2.4)$$

Dok je elastičnost robe prema sopstvenoj ceni (samoelastičnost) uvek negativna, unakrsne elastičnosti između zamenskih proizvoda su pozitivne jer će povećanje cene jedne robe podstaći potražnju za drugom robom. Ako se dve robe nadopunjuju, promena potražnje za jednom će biti praćena sličnom promenom potražnje za drugom. Unakrsne elastičnosti komplementarnih proizvoda su negativne.

2.2.2. Modelovanje proizvođača

2.2.2.1 Troškovi mogućnosti ili oportunitetni trošak (*Opportunity cost*)

Model ponašanja potrošača zasniva se na pretpostavci da potrošači mogu izabrati koliko robe žele da kupe. Takođe je naglašeno da je nivo potražnje takav da je marginalna korist koju potrošači dobijaju od željene robe jednaka ceni koju moraju platiti za nju. Sličan argument može se iskoristiti za razvoj modela proizvođača.

Može se analizirati jedan od proizvođača jabuka koji svoje proizvode donosi na ranije pomenutu pijacu/tržište. Postoji cena ispod koje prodaja jabuka nema smisla. Može postojati nekoliko razloga da prodavac zaključi da taj prihod nije dovoljan. Prvo, možda je prihod manji od troškova proizvodnje jabuka. Drugo, on bi mogao biti manji od prihoda koji bi mogao dobiti pomoću ovih jabuka za neke druge svrhe, kao što je na primer prodaja jabuka fabrici za proizvodnju sokova. Na kraju, prodavac bi mogao odlučiti da bi bilo bolje da resurse potrebne za proizvodnju jabuka (novac, zemlja, mašina i uloženo vreme) uloži u neku drugu delatnost, kao što su gajenje kruške ili otvaranje prenoćišta. Sve mogućnosti mogu se sumirati prema tome da li je prihod od prodaje jabuka manji od troškova mogućnosti koji su povezani sa proizvodnjom ovih jabuka.

Trošak mogućnosti (Oportunitetni trošak) je termin koji se koristi da bi se izrazila vrednost određenog dobra nasuprot drugog.

Ekonomisti tvrde da trošak jednog dobra predstavlja ono čega smo se odrekli da bismo to dobro sebi priuštili. Zbog ograničenosti u resursima, najčešće ograničene količine novca kojima raspolaže, potrošač može doći u situaciju kada treba da odluči da se opredeli između dva dobra. Međutim, postoji više dostižnih kombinacija, odnosno više alternativnih izbora u okviru limitiranog iznosa novca. Oportunitetni trošak mora da se snosi uvek kada se između retkih (oskudnih) resursa i roba mora praviti odgovarajući alternativni izbor. Prema tome, oportunitetni trošak uvek predstavlja neku propuštenu korist, neki propušteni prihod, zaradu, nastalu zbog donete odluke o korišćenju jedne umesto neke druge robe, jednog umesto nekog drugog resursa, na alternativni način. Iako je oportunitetni trošak značajan u poslovanju preduzeća, on ne predstavlja stvarni trošak te se ne ubraja u izveštaju rashoda poslovanja. Oportunitetni trošak predstavlja jedan od individualnih principa odlučivanja u ekonomiji.

Primer oportunitnog troška možemo sagledati najbolje i u svakodnevnim situacijama. Naime ukoliko odlučimo da provedemo sat vremena dnevno igrajući igrice na telefonu, provešćemo sat vremena manje radeći neku drugu stvar, kao na primer učenje. Ovo bi značilo da je oportunitetni trošak našeg igranja igrice, sat vremena manje učenja.

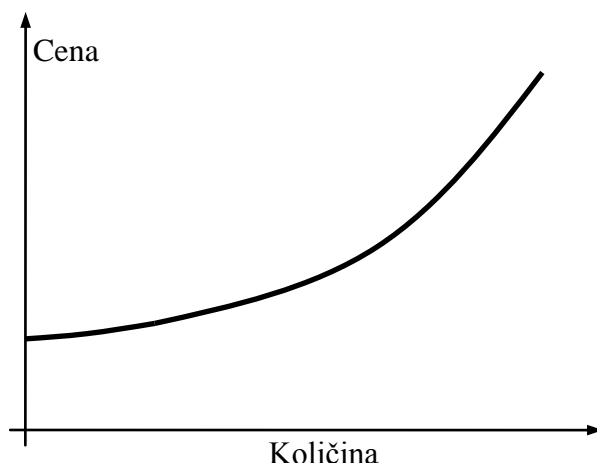
2.2.2.2 Funkcije ponude i inverzne funkcije ponude (Supply and inverse supply functions)

S druge strane, ako je tržišna cena za jabuke viša, naš proizvođač može se odlučiti da poveća količinu jabuka koju će doneti na tržište. Ostali proizvođači imaju različite troškove mogućnosti i stoga će odlučiti da prilagode količine koje će doneti na tržište prema različitim cenama. Ako se objedine količine robe koje su donete od strane dovoljno velikog broja proizvođača, dobiće se glatka kriva, usmerena nagore, prikazana na Sl. 2.7. Ova kriva predstavlja inverznu funkciju ponude/snabdevanja (*inverse supply function*) za razmatranu robu i može se dati jednačinom:

$$\pi = S^{-1}(q). \quad (2.5)$$

Ova funkcija ukazuje na vrednost tržišne cene robe pri kojoj ima smisla da proizvođači isporučuju određenu količinu robe na tržište. Može se, naravno, ista kriva pogledati iz drugog pravca i definisati funkcija ponude (*supply function*), što daje količinu robe koja se isporučuje u funkciji tržišne cene:

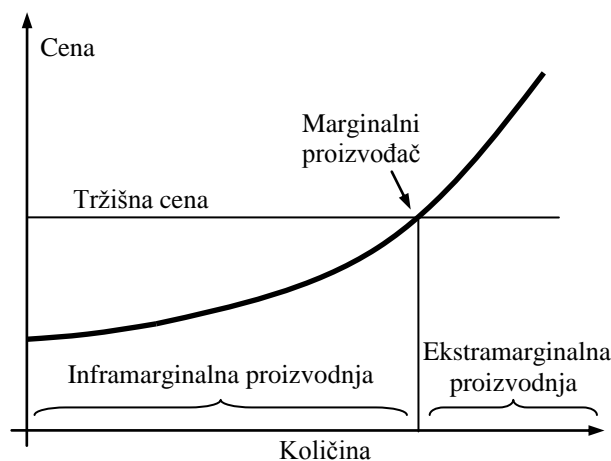
$$q = S(\pi). \quad (2.6)$$



Sl. 2.7. Tipična kriva ponude

Kao što je prikazano na slici 2.8, robe proizvedene od strane različitih proizvođača (ili od istog proizvođača, ali koristeći različita sredstva proizvodnje) nalaze se na različitim delovima krive ponude. Marginalni proizvođač je proizvođač čiji je troškovi mogućnosti jednaki tržišnoj ceni. Ako se ova tržišna cena smanji čak i za malu vrednost, ovaj proizvođač može odlučiti da nije vredno nastaviti proizvodnju.

Sa Sl. 2.8 može se zaključiti sledeće. Ekstramarginalna proizvodnja se odnosi na proizvodnju koja bi imala smisla ukoliko bi se tržišna cena povećala. Sa druge strane, troškovi mogućnosti za inframarginalne proizvođače su ispod tržišne cene.



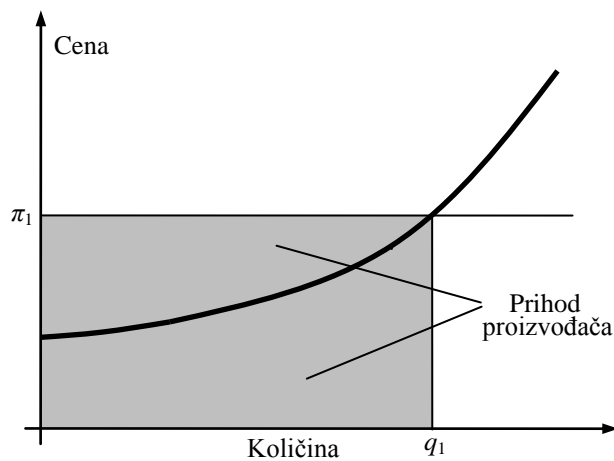
Sl. 2.8. Ilustracija marginalnih troškova.

2.2.2.3 Prihodi proizvođača (Producers' revenue)

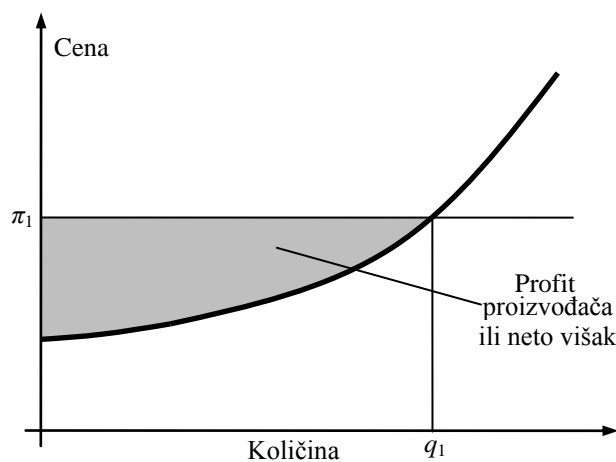
Pošto se celokupna donesena roba prodaje po istoj tržišnoj ceni, prihod proizvođača je jednak proizvodu količine robe q_1 i tržišne cene π_1 . Ovaj iznos je jednak osenčenom području

na Sl. 2.9. Profit proizvođača ili neto suficit (višak) proizvođača se javlja zbog toga što se sva roba (izuzev marginalne proizvodnje) prodaje po ceni koja je veća od troškova mogućnosti. Kao što se vidi na Sl. 2.10, ovaj neto suficit ili profit je jednak površini između krive ponude i horizontalne linije koja odgovara tržišnoj ceni. Proizvođači sa niskim troškovima srazmerno imaju veći udeo profita od onih koji imaju više troškove proizvodnje/mogućnosti. Marginalni proizvođač ne ostvaruje nikakav profit.

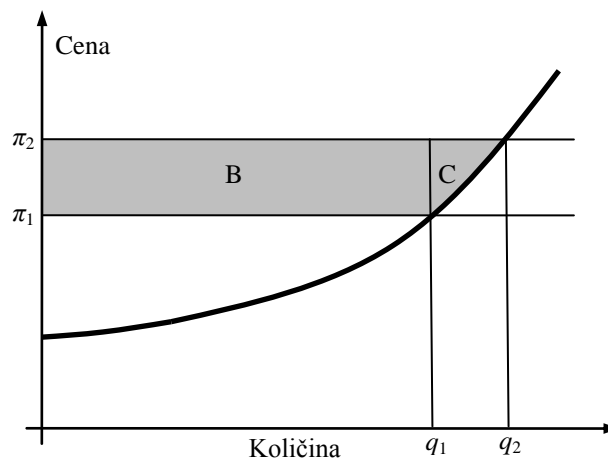
Sl. 2.11 pokazuje da povećanje tržišne cene od π_1 do π_2 utiče na neto višak na dva načina. Povećava količinu koja se nudi na tržištu od q_1 do q_2 (područje označeno sa C) i povećava prihode za sve količine koje su isporučene na tržište po originalnoj ceni (područje označeno sa B).



Sl. 2.9 Prihodi proizvođača su jednaki proizvodu tržišne cene π_1 i količina q_1 sa kojom se trgovalo



Sl. 2.10. Profit proizvođača ili neto suficit nastao je zbog mogućnosti proizvođača da prodaju svoju robu po ceni većoj od troškova mogućnosti (od oportunitetnog troška)



Sl. 2.11. Promena u dobiti proizvođača ili neto suficitu pri promeni tržišne cene

2.2.2.4 Elastičnost ponude (Elasticity of supply)

Povećanje cene robe podstiče snabdevače da nude veće količine ove robe. Cenovna elastičnost ponude (*price elasticity of supply*) kvantifikuje ovaj odnos. Definicija je slična definiciji cenovne elastičnosti potražnje, ali koristi izvod krive ponude, a ne izvod krive potražnje:

$$\varepsilon = \frac{\frac{dq}{q}}{\frac{d\pi}{\pi}} = \frac{\pi}{q} \frac{dq}{d\pi} \quad (2.7)$$

Elastičnost ponude je uvijek pozitivna. Obično je viša kod dugoročnog u odnosu na kratkoročno planiranje jer dobavljači imaju mogućnost da unaprede način proizvodnje.

2.2.3 Tržišna ravnoteža (Market equilibrium)

Do sada su se proizvođači i potrošači razmatrali odvojeno. Vreme je da se vidi kako oni komuniciraju na tržištu. U ovoj sekciji pretpostaviće se da bilo koji proizvođač/snabdevač ili potrošač ne mogu uticati na cenu svojim delovanjem na tržištu. Drugim rečima, svi učesnici na tržištu prihvataju cenu takva kakva je. Ako je ova pretpostavka tačna, tržište se smatra savršeno konkurentnim tržištem (*perfectly competitive market*). Ova pretpostavka obično nije tačna za tržišta električne energije. U narednim sekcijama biće diskusije o tome kako tržište funkcioniše kada neki od učesnika mogu da utiču na cenu svojim delovanjem.

Na konkurentnom tržištu, udruženo delovanje svih potrošača sa jedne strane i svih dobavljača sa druge strane određuje cenu. Ravnotežna tržišna cena (*equilibrium price or*

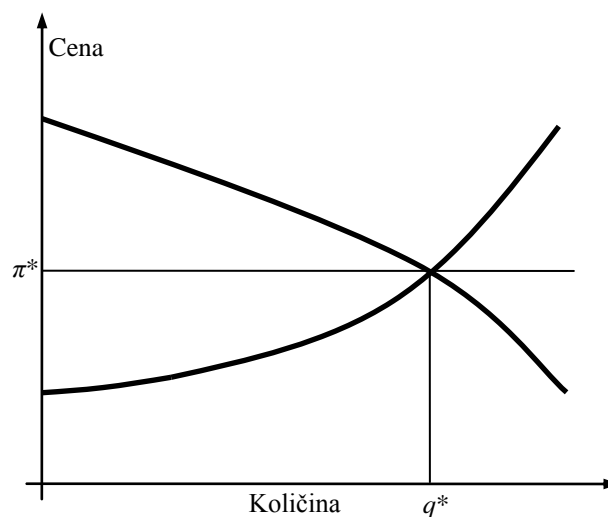
market clearing price) π^* je takva da je količina koju dobavljači žele da prodaju jednaka količini koju potrošači žele da kupe. Prema tome ona je rešenje sledeće jednačine:

$$D(\pi^*) = S(\pi^*) \quad (2.8)$$

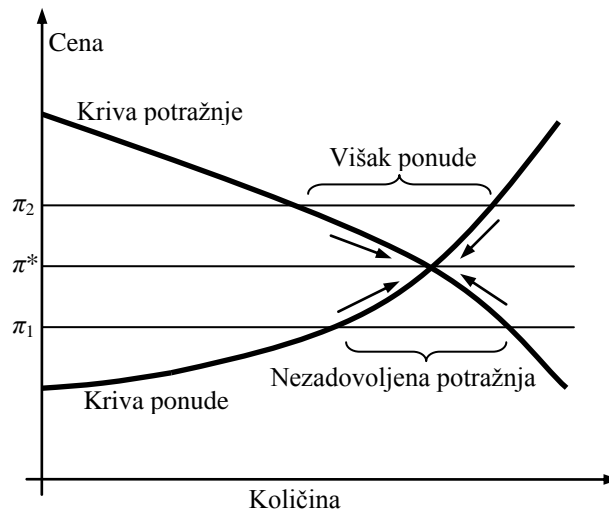
Ova ravnoteža se takođe može definisati preko inverzne funkcije potražnje i inverzne funkcije ponude. Ravnotežna količina q^* je takva da je cena koju potrošači žele da plate za tu količinu jednaka ceni koju proizvođači trebaju da dobiju za ponuđenu količine te robe:

$$D^{-1}(q^*) = S^{-1}(q^*) \quad (2.9)$$

Sl. 2.12 prikazuje ove koncepte. Do sada je pokazano da je kod tržišne ravnoteže ponašanje potrošača i dobavljača konzistentno/dosledno. Međutim, još uvek nije pokazano da ova tačka predstavlja stabilnu ravnotežu. U tu svrhu, pokazaće se da će se tržište neizbežno zatvoriti u toj tački. Neka se pretpostavi, kao što je prikazano na Sl. 2.13, da je tržišna cena $\pi_1 < \pi^*$, pri čemu je potražnja veća od ponude. Neki dobavljači će neizbežno shvatiti da postoje neki nezadovoljeni kupci kojima bi mogli prodati svoju robu po ceni višoj od trenutne cene. Količina kojom se trguje će se povećavati, a samim tim i cena sve dok se ne dostignu uslovi ravnoteže. Slično, ako je tržišna cena $\pi_2 > \pi^*$, ponuda prevazilazi potražnju, a nekim dobavljačima ostaje roba za koju ne mogu pronaći kupca. Kako bi izbegli ovakvu situaciju, oni će smanjiti proizvodnju sve dok količina koju proizvođači žele prodati bude jednaka količini koju potrošači žele da kupe.



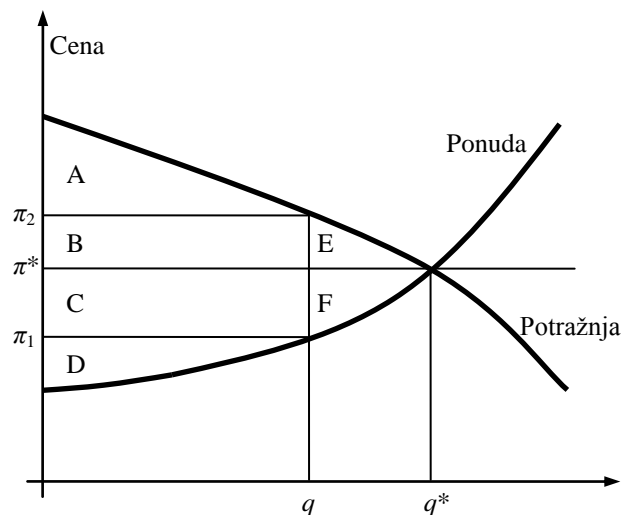
Sl. 2.12. Ravnoteža tržišta



Sl. 2.13. Stabilnost tržišne ravnoteže

2.2.4 Društveno blagostanje i čist gubitak (Global welfare and deadweight loss)

Zbir neto potrošačkog suficita i profita proizvođača naziva se društveno blagostanje (*Global welfare*). Ono kvantifikuje ukupnu korist koja proizilazi iz trgovine. Pokazaće se da je društveno blagostanje maksimalno kada je konkurentnom tržištu slobodno i kada se cena na tržištu dobija u preseku krive ponude i potražnje. Pod ovakvim uslovima, Sl. 2.14 pokazuje da je suficit potrošača jednak zbiru površina sa oznakama A, B i E, a profit proizvođača jednak zbir površina sa oznakama C, D i F.



Sl. 2.14. Društveno blagostanje i čist gubitak

Spoljna intervencija ponekad sprečava da se cena izjednači sa ravnotežnom vrednošću koja bi se dobila na slobodnom i konkurentnom tržištu. Prvo, u nameri da pomogne proizvođačima, vlada bi mogla da odredi minimalnu cenu za robu. Ako bi ova cena bila postavljena na vrednost π_2 , koja je viša od konkurentne tržišne cene π^* , ova minimalna cena postaje tržišna cena, a potrošači smanjuju potrošnju sa q^* na q . Pod ovim uslovima, potrošački suficit smanjuje se na vrednost koja odgovara površini A, dok profit proizvođača odgovara površinama B, C i D.

Slično, vlada bi mogla da utvrdi maksimalnu cenu za robu. Ako bi ova cena bila postavljena na vrednost π_1 koja je niža od konkurentne ravnotežne tržišne cene π^* , proizvođači će smanjiti svoju proizvodnju na količinu q . U ovom slučaju potrošači dobijaju neto suficit koji odgovara jednak sumi površina A, B i C, dok profit proizvođača odgovara samo površini D.

Konačno, vlada bi mogla da odluči da oporezuje ovu robu. Ako se pretpostavi da porez u celini plaćaju potrošači, on stvara razliku između cene koju plaćaju potrošači (recimo π_2) i cene koju dobijaju proizvođači (recimo π_1). Vlada dobija razliku $\pi_2 - \pi_1$ za svaku prodatu jedinicu robe. Pod ovim uslovima, potražnja opet pada sa q^* na q . Potrošački suficit odgovara površini A i profit proizvođača površini D. Ukupan iznos poreza prikupljen od strane vlade odgovara zbiru površina B i C.

Kao što se može videti iz prethodna tri primera spoljna intervencija preraspodeljuje globalno blagostanje u korist proizvođača, potrošača ili vlade. Nažalost, sve ove intervencije imaju nepoželjan sporedni efekat smanjenja društvenog blagostanja za vrednost koja odgovara sumi površina označenih sa E i F. Ovaj pad društvenog blagostanja se naziva čist gubitak (*deadweight loss*) i rezultat je smanjenja količine robe kojom se trgovalo usled promene cena. Potrebno je naglasiti da je zbog jednostavnosti pretpostavljen isti pad potražnje za sva tri oblika spoljne intervencije. Očigledno, to ne mora biti slučaj.

U kasnijim poglavljima će se videti da se na nekim tržištima cena električne energije određuje centralizovanim proračunom, a ne direktnom interakcijom proizvođača i potrošača. Da bi se maksimizovale prednosti trgovine, ovaj centralizovani proračun treba da simulira rad slobodnog tržišta tako što će maksimizovati društveno blagostanje.

2.3 Tipovi tržišta (Types of Markets)

Do sada se tržište tretiralo samo kao mehanizam za usklađivanje ponude i potražnje robe kroz određivanje ravnotežne cene. U nastavku će se razmotriti kako bi tržište moglo da funkcioniše i kako različiti tipovi tržišta služe različitim namenama.

Pored očigledne potrebe da se dogovore o kvalitetu, količini i ceni robe, kada kupac i prodavac organizuju trgovinu moraju se dogovoriti o još tri važna pitanja:

- Datum isporuke robe,
- Način poravnanja/zaključenja (načia plaćanja),
- O svim uslovima koji se mogu odnositi na ovu transakciji.

Način na koji kupci i prodavci rešavaju ova pitanja, definiše vrstu ugovora koji oni zaključuju, a time i vrstu tržišta na kojem učestvuju.

2.3.1 Spot tržište (Spot market)

Na spot tržištu, prodavac odmah isporučuje robu i kupac je plaća "na licu mesta" ("*on the spot*"). Za ovaku razmenu ne postoje dodatni uslovi. To znači da ni jedna strana ne može da se povuče iz ugovora. Tržište voća i povrća je dobar primer spot tržišta. Pogledate kvalitet proizvoda i kažete prodavcu koliko želite krastavaca. On vam da traženu količinu. Plaćate naznačenu cenu i transakcija je završena. Ako se kasnije odlučite da bi radije jeli zelenu salatu, verovatno ne biste ni pomislili da pokušate vratiti krastavce uz zahtev za povraćaj svog novca nazad. Pravila takvih tržišta mogu izgledati vrlo neformalno. Međutim, iza njih stoji vekovna tradicija. Savremena spot tržišta za robu kao što su ulje, kafa ili pšenica su samo na izgled sofisticiranija jer su količine kojima se trguje mnogo veće i zato što trgovci komuniciraju elektronskim putem. Međutim, principi su potpuno isti.

Spot tržište ima prednost neposrednosti. Proizvođač može da proda tačno količinu koju ima na raspolaganju. Potrošač može kupiti tačno koliko mu je potrebno. Nažalost, cene na spot tržištu imaju tendenciju da se brzo menjaju. Naglo povećanje potražnje (ili pad proizvodnje) može dovesti do povećanja cena, jer zalihe robe za trenutnu isporuku mogu biti nedovoljne. Slično, rast proizvodnje ili smanjenje potražnje smanjuju cenu. Spot tržišta takođe reaguju na vesti o budućoj dostupnosti robe. Na primer, prognoza o početku berbe neke poljoprivredne kulture mogla bi uticati na njenu cenu na spot tržištu, ako dovoljno potrošača ima mogućnost da sačeka dok ova berba ne dođe na tržište. Promene u ceni na spot tržištu u suštini su nepredvidljive.

Velike i nepredvidljive varijacije u ceni robe otežavaju život i dobavljačima i potrošačima ove robe. Oba učesnika su biznismeni i stoga se suočavaju sa različitim rizicima. Loše vreme ili štetočine mogu uništiti žetvu. Kvar na mašini može zaustaviti proizvodnju. Štrajk može zaustaviti isporuku gotovih proizvoda. Dok je u poslu podrazumevano preduzimanje određenog rizika, preveliki rizik ugrožava opstanak poslovanja. Većina

preduzeća će zbog toga pokušati smanjiti izloženost cenovnim rizicima. Na primer, proizvođač robe pokušaće da izbegne prisiljavanje da proda svoju proizvodnju po veoma niskoj ceni. Slično tome, potrošač ne želi da bude prinuđen da kupi određenu robu po vrlo visokoj ceni. Ova želja da se izbegne izlaganje divljanju cena koje je uobičajeno na spot tržištima dovelo je do uvođenja drugih vrsta transakcija i tržišta. Ova tržišta su opisana u sledećim sekcijama.

2.3.2 Terminski ugovori i terminska tržišta (Forward contracts and forward markets)

Ovakav tip tržišta pojasniće se kroz primer. Na primer imamo farmera koji gaji pšenicu. Iako je početak leta, on je uveren da će moći da isporuči 100 tona u vreme žetve. S druge strane, on je veoma zabrinut zbog fluktuacija cena. On bi želeo da "zaključiti" prodaju sa prihvatljivom cenom i da ne brine o tome da će je prodati po niskoj ceni kad se pšenica požanje. Postavlja se pitanje da li on može da nađe nekog ko bi se složio sa ovakvim dogovorom. Kao što farmer može biti zabrinut zbog prodaje po niskoj ceni, kompanije za preradu hrane ne žele da plate visoku cenu za pšenicu u vreme žetve. Ako se dogovore o prihvatljivoj ceni za obe strane, ova kompanija je spremna da potpiše ugovor sa farmerom za isporuku pšenice u roku od nekoliko meseci. Ovaj terminski ugovor (*Forward contract*) određuje sledeće:

- Kvantitet i kvalitet pšenice koja se isporučuje,
- Datum isporuke,
- Datum plaćanja nakon isporuke,
- Kazne ako bilo koja strana ne ispuni svoje obaveze,
- Cena koju treba platiti.

Postavlja se pitanje na osnovu čega se farmer i kompanija za preradu hrane mogu složiti oko cene za isporuku robe u roku od nekoliko meseci, kada je čak i spot cena promenljiva. Obe strane računaju najbolju procenu cene koja bi mogla biti u trenutku isporuke. Ova procena uzima u obzir istorijske podatke o spot ceni i svim ostalim informacijama koje bi farmer i kompanija za preradu hrane mogla imati u pogledu prinosa žetve (dugoročna vremenska prognoza i prognoze potražnje). Pošto je puno tih informacija javno dostupno, procene obe strane verovatno se neće puno razlikovati. Međutim, dogovorena cena može se razlikovati od najboljih procena zbog razlika u pregovaračkim pozicijama. Ako je farmer zabrinut zbog moguće vrlo niske cene na spot tržištu, on može pristati na cenu ispod njegove očekivane vrednosti. Razlika između njegove očekivane cene

na spot tržištu i cene dogovorene u forward ugovoru predstavlja *premiju* koju je on voljan da plati kako bi smanjio izloženost riziku snižavanja cena. S druge strane, ako je kompanija za preradu hrane zabrinuta zbog mogućeg rasta cena, farmer bi mogao da dobije cenu koja je iznad njegovih očekivanja (iznad spot cene na spot tržištu).

Ako je spot cena u vreme isporuke veća od dogovorene cene, terminski (forward) ugovor predstavlja gubitak za prodavca i dobit za kupca. Sa druge strane, ako je spot cena niža od ugovorene cene, terminski ugovor predstavlja gubitak za kupca i dobit za prodavca. Ovi dobiti i gubici su "profit na papiru" i "gubici na papiru" ("*paper profits*" and "*paper losses*"), jer one odražavaju samo činjenicu da je jedna od strana mogla bolje trgovati. Ipak, gubici na papiru čine kompaniju manje konkurentnom jer to znači da je kupila ili prodala robu po lošijoj ceni od nekih svojih konkurenata.

Forward ugovori omogućavaju stranama da trguju po ceni prihvatljivoj za obe strane i time obezbede način deljenja cenovnog rizika.

2.3.3 Fjučers ugovori i fjučers tržišta (Future contracts and futures markets)

Postojanje sekundarnog tržišta na kom proizvođači i potrošači robe mogu kupiti i prodati standardizovane *forward* ugovore pomaže ovim stranama da utiču na svoju izloženost promenama u spot ceni. Učešće na ovom tržištu ne mora biti ograničeno na firme koje proizvode ili kupuju robu. Stranke koje ne mogu da izvrše fizičku isporuku robe mogu takođe da učestvuju na takvom tržištu. Ove stranke su u stvari preprodavci (spekulanti) koji žele da kupe ugovor za isporuku u budućem roku, u nadi da će je kasnije moći prodati po višoj ceni. Slično, spekulatant može prvo prodati ugovor, nadajući se da će kasnije kupiti još jedan po nižoj ceni. Kako ovi ugovori nisu podržani fizičkom isporukom, za razliku od *forward* ugovora oni se nazivaju fjučers (*future*) ugovori. Kako se datum isporuke približava, spekulanti moraju uravnotežiti svoju poziciju jer ne mogu da proizvode, potroše ili da čuvaju robu.

Neko se može zapitati zašto bi bilo koja racionalna osoba želela da se uključi u ovu vrstu spekulacija. Ako su tržišta dovoljno konkurentna i svi učesnici imaju pristup informacijama, cena treba da odražava očekivanja svih strana na tržištu. Zbog toga kupovina po nižoj ceni u nadi da će se prodati po višoj izgleda više kao kockanje nego kao dobra strategija poslovanja. Da bi bio uspešan kao spekulatant, potrebno je da ima prednost nad drugim stranama. Ova prednost je obično ogleda u tome da su spremni da više rizikuju od drugih učesnika na tržištu. Akcionari u nekim kompanijama očekuju stabilne, ali ne i izuzetne prihode. Menadžment ovih kompanija koje imaju averziju prema riziku (ne žele da previše

rizikuju) će pokušati da ograniče izloženost rizicima ali to može smanjiti profit znatno ispod očekivanja. S druge strane, akcionari u kompanijama koje se bave spekulacijom nadaju se veoma visokim prihodima, ali ne bi trebalo da budu iznenađeni povremenim velikim gubicima. Menadžment ovih kompanijama koje "vole rizik" će stoga biti spreman da preuzme značajne rizike kako bi osigurali veći profit. Kompanija koja ne voli rizik obično prihvata cenu koja je nešto lošija nego što bi mogla kasnije da je dobije. Spekulat, s druge strane, zahteva bolju cenu u zamenu za prihvatanje rizika od budućih fluktuacija. U suštini, preduzeća bez rizika plaćaju spekulatima zbog njihove spremnosti da kupe rizik.

Proizvođači i kupci robe suočeni su i sa drugim rizicima pored cenovnog rizika. Zbog toga su obično veoma spremni da plate drugoj strani da smanje izloženost ovom dodatnom riziku. Spekulat se ne suočava sa drugim rizicima i ima velike finansijske resurse koji ga stavljaju u bolju poziciju da nadoknadi gubitke profita tokom dužeg vremenskog perioda. Pored toga, većina spekulanta ne ograničava se na jednu robu. Učestvovanjem na tržištima za različite proizvode, oni dodatno smanjuju svoju izloženost riziku. Iako špekulanti ostvaruju profit od svoje trgovine, tržište kao celina ima koristi od njihovih aktivnosti, jer njihovo prisustvo povećava broj i raznolikost učesnika na tržištu. Fizički učesnici (tj. oni koji proizvode ili kupuju robu) na taj način lakše pronalaze suprotne strane za svoje poslove. Ova povećana likvidnost pomaže tržištu da odredi cenu robe.

2.3.4 Opcije (Options)

Fjučersi i forward ugovori su čvrsti ugovori u smislu da je isporuka безусловna. Svaki prodavac koji nije u mogućnosti da dostavi dogovorenu količinu mora kupiti količinu koja nedostaje na spot tržištu. Slično tome, svaki kupac koji ne može da preuzme punu isporuku mora prodati višak na spot tržištu. Drugim rečima, neravnoteže se likvidiraju po spot ceni u danu isporuke.

U nekim slučajevima učesnici mogu da traže ugovore sa uslovnom isporukom, odnosno ugovore koji se koriste samo ako nosilac ugovora odluči da je to u njegovom interesu. Takvi ugovori se zovu opcije (*options*) i dolaze u dve varijante: *calls* and *puts*. Opcija *call* daje njenom vlasniku pravo da kupi određenu količinu robe po ceni koja se zove upotrebna cena (*exercise price*). *Put* opcija daje vlasniku pravo da proda određenu količinu robe po upotrebnoj ceni (*exercise price*). Da li će nosilac opcije odlučiti da ostvari svoja prava po ugovoru zavisi od spot cene za robu. Evropska opcija se može koristiti samo po isteku roka važenja, dok se američka opcija može koristiti u bilo koje vreme pre isteka roka

važnja. Kada je dogovor o opciji sklopljen, prodavac opcije dobija naknadu od nosioca opcije.

2.3.4.1 Primer 2.1

Dana 1. juna kompanija "Pretty Good Breakfast" je od poljoprivrednog proizvođača McDonald-a kupila evropsku *call* opciju za 100 tona pšenice sa rokom važenja od 1. septembra i po upotrebnoj ceni od 50 \$ po toni. Dana 1. septembra, spot cena pšenice iznosi 60 \$ po toni. Kupovina pšenice na spot tržištu koštala bi kompaniju 10 \$ po toni više od realizacije opcije. Ova opcija prema tome ima vrednost od $100 \times 10 = 1000$ \$. Opcija će se iskoristiti: farmer McDonald isporučuje 100 tona pšenice i kompanija plaća $100 \times 50 = 5000$ \$. S druge strane, ukoliko je spot cena na dan 1. septembra niža od upotrebne cene, opcija se neće realizovati jer je jeftinije da kompanija kupi pšenicu na tržištu na licu mesta.

2.3.4.2 Primer 2.2

Dana 1. jula, farmer McDonald je kupio evropsku put opciju za 100 tona pšenice od kompanije "Great Northern Wheat Trading". Upotrebna cena ovog ugovora je 55 \$ po toni, a rok upotrebe je 1. septembar. Ako 1. septembra spot cena pšenice iznosi 60 \$, farmer McDonald ne koristi opciju i umesto toga prodaje svoje pšenice na spot tržištu. Sa druge strane, ako je spot cena 50 \$ po toni, opcija ima vrednost od $100 \times (55 - 50) = 500$ \$ i očigledno će se ostvariti.

Kupovina opcije može se posmatrati kao način da se nosilac ugovora zaštiti od rizika od trgovine robom po ceni koja je manje povoljna od spot cena. Istovremeno, nosilac opcije ima slobodu da trguje po ceni koja je bolja od upotrebne cene opcije. Prodavac opcije prihvata cenovni rizik. U zamenu za rizik, prodavac dobija naknadu za opciju kada se ugovor proda. Ova naknada za opciju predstavlja nepovratni trošak za kupca i ne utiče na to da li se opcija koristi ili ne.

Potrebno je napomenuti se kod trgovine električnom energijom uglavnom ne koriste opcioni ugovori. Sa druge strane, dugoročni ugovori za pružanje rezervi često funkcionišu kao opcioni ugovori.

2.3.5 Ugovori za razliku (Contracts for difference)

Proizvođači i kupci nekih proizvoda ponekad imaju obavezu da trguju isključivo putem centralizovanog tržišta. S obzirom da im nije dozvoljeno da sklapaju bilateralne

sporazume, oni nemaju mogućnost da koriste forward, future ili opcione ugovore kako bi smanjili svoju izloženost cenovnim rizicima. U takvim situacijama stranke često pribegavaju ugovorima za razliku (*Contracts for difference*) koji deluju paralelno sa centralizovanim tržištem. U ugovoru za razliku, strane se dogovore o ceni (*strike price*) i količini robe. Oni zatim učestvuju na centralizovanom tržištu kao i svi drugi učesnici. Nakon što je trgovanje na centralizovanom tržištu završeno, ugovor o razlici poravnava se na sledeći način:

- Ako je dogovorena *strike price* u ugovoru veća od centralizovane tržišne cene, kupac plaća prodavcu razliku između ove dve cene pomnožene sa dogovorenom količinom robe u ugovoru.
- Ako je dogovorena *strike price* niža od tržišne cene, prodavac plaća kupcu razliku između ove dve cene pomnožene sa dogovorenom količinom robe u ugovoru.

Ugovor za razlike na taj način štiti strane od cene na centralizovanom tržištu dok im dozvoljava da učestvuju na ovom tržištu. Ugovor za razliku može se opisati kao kombinacija *call* opcije i *put* opcije sa istom upotrebnom cenom (*exercise price*).

2.3.6 Upravljanje cenovnim rizicima

Kompanije koje proizvode ili kupuju velike količine robe su izložene drugim vrstama rizika i uglavnom će pokušati smanjiti svoju izloženost cenovnim rizicima tako što će osigurati svoje pozicije korištenjem kombinacije *forward*, *future*, opcija i ugovora za razlike. Tržišta za ove različite vrste ugovora postoje se za sve glavne robe. Kompanije obično koriste spot tržište samo za preostale količine koje proizlaze iz nepredvidljivih fluktuacija u potražnji ili proizvodnji. Obim trgovanja na spot tržištu stoga predstavlja samo mali deo obima kojim se trguje na drugim tržištima.

Iako obim trgovine na spot tržištu može biti relativno mali, spot cena je veličina koji upravlja svim ostalim tržištima. S obzirom da je spot tržište, tržište poslednjeg izbora (*last resort*), spot cena predstavlja alternativu prema kojoj se moraju meriti ostale mogućnosti. Stalno povećanje spot cene na tržištu će dovesti do povećanja cena na drugim tržištima, a smanjenje spot cene će dovesti i do smanjenja cena na drugim tržištima.

2.3.7 Efikasnost tržišta

Teorija koja je data na početku ovog poglavlja ukazuje na to da ako dve strane daju dve različite vrednosti za istu robu, doći će do dogovora. Da bi se takve transakcije desile

brzo i lako, tržište mora biti likvidno. To znači da uvek treba da ima dovoljno učesnika koji žele da kupe ili prodaju robu.

Mehanizam za određivanje tržišne cena takođe treba da bude pouzdan. Takođe, deljenje sveobuhvatnih i nepristrasnih informacija o tržišnim uslovima neophodni su za proces određivanja cena. Učesnici će takođe imati više povjerenja u pravičnost tržišta ako je njegovo delovanje što transparentnije. Konačno, troškovi povezani sa trgovanjem (naknade, administrativni troškovi i troškovi prikupljanja informacija o tržištu) treba da predstavljaju mali deo vrednosti svake transakcije. Ovi troškovi transakcija znatno se smanjuju ako se trgovinska roba standardizuje u smislu količine i kvaliteta. Za tržište koje zadovoljava ove kriterijume kaže se da je efikasno.

2.4 Tržišta sa nesavršenom konkurencijom - Tržišna moć (Market Power)

Dosadašnja razmatranja su važila uz pretpostavku da nijedan učesnik na tržištu ne može da utiče na tržišnu cenu svojim pojedinačnim akcijama. Ova pretpostavka važi ako je broj učesnika na tržištu veliki i ako nijedan od njih ne kontroliše veliki deo proizvodnje ili potrošnje. Pod ovim okolnostima, svaki dobavljač koji traži višu cenu od tržišne i bilo koji potrošač koji nudi manju cenu od tržišne jednostavno će biti ignorisan jer ih drugi učesnici na tržištu mogu zameniti. Prema tome cena se određuje interakcijama grupe kupaca i grupe prodavaca. Za tržište na kome svi učesnici prihvataju cenu kao takvu kaže se da ima savršenu konkurenciju. Postizanje ili približavanje savršenoj konkurenciji je veoma poželjno iz globalne perspektive jer osigurava da su marginalni troškovi proizvodnje jednaki marginalnoj vrednosti robe potrošačima. Takva situacija podstiče efikasno ponašanje na obe strane.

Tržišta za poljoprivredne proizvode su jedan od najboljih primera savršene konkurencije, jer je broj malih proizvođača i potrošača vrlo veliki. Za mnoge druge proizvode, neki proizvođači i potrošači kontrolišu udeo tržišta koji je dovoljno veliki da im omogući vršenje tržišne moći (*market power*). Ovi učesnici na tržištu se nazivaju strateškim igračima. Cenama se može manipulirati bilo zadržavanjem količine (fizičkim zadržavanjem) ili podizanjem tražene cene (ekonomsko zadržavanje). Ovo se može ilustrovati sledećim primerom.

Pretpostavimo da firma prodaje 10 uređaja po tržišnoj ceni od 1800 \$ po uređaju. Prihod od prodaje uređaja je prema tome 18 000 \$. Ako ova firma odluči da ponudi samo devet uređaja za prodaju i ako zbog toga tržišna cena uređaja poraste, ova firma ima tržišnu moć. Ako cena poraste na 2000 \$, firma ostvaruje isti prihod iako prodaje manje uređaja.

Osim toga, povećava se profit zbog toga što ima troškove proizvodnje za samo 9 uređaja umesto 10.

Umesto da zadrži proizvodnju, ova firma bi mogla ponuditi na prodaju devet uređaja po 1800 \$ i jedan uređaj po višoj ceni u nadi da će ovaj zadnji uređaj prodati i povećati profit.

3. TRŽIŠTA ZA ELEKTRIČNU ENERGIJU

3.1 Uvod

Kao prvi korak u našem istraživanju tržišta električne energije, pretpostaviće se da su svi generatori i potrošači (opterećenje) priključeni na isti čvor ili da su povezani mrežom bez gubitka i neograničenog prenosnog kapaciteta. Cilj je za sada da se ignoriše složenost koju uvode prenosne i distributivne mreže i da se stavi fokus samo na trgovinu električnom energijom.

Pošto još uvek nije ekonomično skladištenje velikih količina električne energije, energija mora biti proizvedena u isto vreme kada se i troši. Trgovina električnom energijom prema tome uvek se odnosi na određenu količinu MWh koja se isporučuje u određenom vremenskom intervalu (periodu). Dužina ovog vremenskog intervala je obično sat, pola sata ili četvrtinu sata u zavisnosti od zemlje ili regiona na kojem se nalazi tržište. S obzirom da električna energija koja se isporučuje tokom jednog perioda nije ista roba kao i električna energija koja se isporučuje tokom drugog perioda, cena će se obično razlikovati za svaki period. Potražnja, se međutim, ne menja striktno na početku svakog perioda. Zbog toga je potrebno izvršiti određena prilagođavanja u proizvodnji na mnogo kraćim vremenskim intervalima kako bi se sistem održao u ravnoteži. Iako se takva prilagođavanja deo trgovine energijom, najbolje je ih tretirati kao usluge, a ne kao robu. O njima će detaljnije biti reči u Poglavlju 5.

3.2 Razlike električne energije kao robe u odnosu na druge robe

Razvoj tržišta električne energije zasnovan je na pretpostavci da se električna energija može tretirati kao roba. Postoje, međutim, važne razlike između električne energije i drugih roba kao što su pšenica, nafta, prirodni gas. Ove razlike imaju dubok uticaj na organizaciju i pravila tržišta električne energije.

Osnovna razlika je u tome što je električna energija neraskidivo povezana sa fizičkim sistemom koji funkcioniše mnogo brže od bilo kog tržišta. U ovom fizičkom sistemu, proizvodnja i potražnja odnosno generisanje i potrošnja moraju biti uravnoteženi u svakom trenutku. Ako se ova ravnoteža ne održi, dolazi do kolapsa sistema sa vrlo ozbiljnim posledicama. Takav raspad sistema je neprihvatljiv ne zbog toga što se prekida sistem trgovanja već zbog mogućnosti da čitav region ili zemlja ostane bez električne energije duže vreme. Vraćanje elektroenergetskog sistema u normalan rad nakon potpunog kolapsa je

veoma složen proces koji može da traje 24 h pa i duže. Socijalne i ekonomske posledice ovakvog raspada sistema (*blackout*) su toliko ozbiljne da nijedna razumna vlada ne bi pristala na implementaciju tržišnog mehanizma koji značajno povećava verovatnoću takvog događaja. Balansiranje snabdevanja i potražnje za električnom energijom u kratkom roku predstavlja proces koji jednostavno ne može biti prepušten relativno sporom i nepreciznom entitetu kao što je tržište. Na kratkoročnom planu, ovaj balans mora se održavati, praktično bilo kojim troškovima, putem mehanizma koji se ne oslanja na tržište.

Druga značajna (ali donekle fundamentalna) razlika između električne energije i drugih dobara je da se energija proizvedena od strane jednog generatora ne može usmeriti na određenog potrošača. Nasuprot tome, potrošač ne može uzimati energiju samo od jednog generatora. Umesto toga, snage proizvedene od svih generatora zajedno napajaju opterećenje. Ekonomski gledano ovo je dobro jer maksimalni proizvodni kapacitet mora biti srazmeran sa maksimalnom združenom (agregiranom) potražnjom, a ne sa sumama maksimalnih individualnih zahteva. Sa druge strane, raspad u sistemu u kome je roba objedinjena utiče na sve, a ne samo na određene transakcije.

Konačno, potražnja za električnom energijom pokazuje predvidljive dnevne i nedeljne ciklične varijacije. Međutim, to uopšte nije jedina roba za koju je potražnja ciklična. Potrošnja kafe, pokazuje dva ili tri prilično oštre vrhove svakog dana, razdvojene periodima manje potražnje. Trgovanje kafom ne zahteva posebne mehanizme jer potrošači mogu lako da je čuvaju u čvrstoj ili tečnoj formi. Sa druge strane, električna energija mora biti proizvedena u isto vreme kada se troši. S obzirom da je, kratkoročno gledano, cenovna elastičnost potražnje izuzetno mala, balansiranje ponude i potražnje zahteva proizvodne kapacitete koji mogu pratiti velike i brze promene u potrošnji koje se odvijaju tokom dana. Potrebno je reći da sve proizvodne jedinice ne rade po ceo dan. Kada je potražnja mala, najverovatnije će biti konkurentne samo najefikasnije jedinice, a druge će se privremeno isključiti. Ove manje efikasne jedinice su potrebne samo za pokrivanje maksimalne potražnje. S obzirom da se marginalni proizvođač menja kako se opterećenje povećava i smanjuje, trebalo bi očekivati da će marginalni troškovi proizvodnje električne energije (a time i spot cena ove energije) varirati u toku dana. Takve brze cikličke varijacije u troškovima i ceni robe su veoma neuobičajene.

Moguće je uporediti snabdevanje električnom energijom i snabdevanje prirodnim gasom. Može se tvrditi da trgovanje gasom odvija takođe preko fizičke mreže dok je potražnja takođe ciklična. Međutim, količina energije koja se čuva u gasovodima znatno je veća od količine kinetičke energije koja se čuva u jedinicama za proizvodnju električne

energije. Zbog toga neravnoteža između proizvodnje i potrošnje gasa može da traje mnogo duže, pre nego što bi došlo do kolapsa mreže cevovoda. Za razliku od neravnoteže u elektroenergetskom sistemu, može se korigovati kroz tržišni mehanizam.

3.3 Potreba za kontrolisanim spot tržištem

Kao što je ranije rečeno, tržište je okruženje dizajnirano da pomogne kupcima i prodavcima da sarađuju i da dogovore transakciju. Interakcije između prodavaca i kupaca progresivno dovode do ravnoteže koja određuje cenu za koju je ponuda jednaka potražnji. Ako bi se električnom energijom trgovalo prema idealu slobodnog tržišta, ravnotežu između proizvodnje i potrošnje električne energije trebalo bi uspostaviti kroz direktnu interakciju kupaca i prodavaca.

Na ovom idealnom tržištu veliki potrošači i trgovci kupuju električnu energiju od generatorskih kompanija. Kao i svi racionalni kupci, moraju proceniti koliko kupiti. U tom cilju oni predviđaju (prognoziraju) svoju potrošnju ili potrošnju svojih kupaca za svaki tržišni period (sat, pola sata ili četvrtina sata) pre samog sklapanja ugovora. Sa druge strane, generatori planiraju proizvodnju svojih jedinica kako bi u dogovorenom vremenu isporučili energiju koju su prodali. Jasno je da svaki generator pokušava da minimizira troškove proizvodnje te energije. Međutim, u praksi stvari nisu tako jednostavne. Nijedna strana ne može pouzdano ispuniti svoje ugovorne obaveze sa savršenom preciznošću. Prvo, stvarna potražnja grupe potrošača nikada nije tačno jednaka prognoziranoj vrednosti. Drugo, nepredvidljivi problemi često sprečavaju proizvodne jedinice da isporuče ugovorenu količinu energije. Neplanirana mehanički ili električni kvar može dovesti do isključenja proizvodne jedinice ili do redukovanja njene proizvodnje. Takođe, svakodnevni problemi mogu odložiti sinhronizaciju jedinice u sistem i time uticati na vreme proizvodnje energije.

Ove greške i nepredvidljivi događaji stvaraju neuravnoteženost između opterećenja i generisanja koji moraju da se brzo i precizno iskontrolišu kako bi se održao integritet elektroenergetskog sistema. Ukoliko bi se ova neuravnoteženost između generisanja i opterećenja tretirale kao neravnoteže između ponude i potražnje i ako bi se korigovala pomoću mehanizma otvorenog tržišta, proizvođači i potrošači bi morali biti informisani o stanju tržišta (ponuda, potražnja, cene) na sekundnoj vremenskoj bazi. Veliki broj njih bi morao da bude spreman za trgovinu na ovom vremenskom intervalu. Takođe bi morali da budu sposobni da prilagode svoju proizvodnju ili potrošnju u svakom momentu kako bi izbegli moguću neravnotežu. Na današnjem tehnološkom nivou, teško je zamisliti sistem koji može preneti ogromne količine potrebnih podataka i evidentirati na hiljade transakcija. Čak i

kada bi se takva informaciona infrastruktura mogla uspostaviti, ostaje da se dokaže da bi takav sistem bio dovoljno brz i pouzdan kako bi se sprečila neuravnoteženost koja bi mogla dovesti do kolapsa celog elektroenergetskog sistema. Konačno, transakcioni troškovi povezani sa takvim sistemom bi bili preveliki.

Prema tome može se zaključiti da iako se velikom količinom električne energije može trgovati kroz nekontrolisano otvoreno tržište, takvo tržište ne može održati pouzdanost elektroenergetskog sistema. Kontrolisano spot tržište, koje obezbeđuje mehanizam za balansiranje opterećenja i generisanja, mora zameniti otvoreno tržište električne enegije kako se približava vreme isporuke. Njegova funkcija je da uskladi preostalo opterećenje i generisanje prilagođavajući proizvodnju fleksibilnih generatora i smanjujući potražnju potrošača koji to omogućavaju. Takođe bi trebalo da bude u stanju da odgovori na velike poremećaje izazvane naglim i nepredviđenim isključivanjem velikih proizvodnih jedinica zbog neizbežnih tehničkih problema. Iako potreba za upravljanjem spot tržištem proizlazi iz tehničkih razloga, ovo tržište mora delovati na ekonomičan način. Debalans može biti neizbežan za proizvođače i potrošače, ali ne bi trebalo da bude bez troškova. Da bi se podstaklo efikasno ponašanje, proizvođači i potrošači moraju platiti pravu cenu električne energije koja se kupuje ili prodaje na spot tržištu kako bi se održavao balans između opterećenja i proizvodnje.

Kada se uspostavi pravično i efikasno spot tržište, električnom energijom se može trgovati kao i svakom drugom robom. U sledećoj sekciji razmotriće se kako se ova trgovina može organizovati. Zatim će se detaljnije ispitati model kontrolisanog spot tržišta i njegove interakcije sa otvorenim tržištem električne energije.

3.4 Otvoreno tržište električne energije (Open Electrical Energy Markets)

3.4.1 Bilateralna ili decentralizovana trgovina (Bilateral or Decentralized trading)

Kao što naslov govori, bilateralno trgovanje uključuje samo dve strane: kupca i prodavca. Učesnici na taj način sklapaju ugovore bez angažovanja, ometanja ili olakšanja od treće strane. U zavisnosti od raspoloživog vremena i količine kojom će se trgovati, kupci i prodavci pribegavaju različitim oblicima bilateralne trgovine:

Prilagođeni dugoročni ugovori (*Customized long-term contracts*). Uslovi takvih ugovora su fleksibilni jer su privatno dogovoreni kako bi zadovoljili potrebe i ciljeve obe strane. Oni obično uključuju prodaju velikih količina energije (stotine ili hiljade MWh) tokom dugog

vremenskog perioda (nekoliko meseci do nekoliko godina). Veliki troškovi transakcije vezani za pregovore o tim ugovorima vrede samo kada stranke žele da kupe ili prodaju velike količine energije.

Trgovanje "preko šaltera" (*Trading "over the counter"*). Ove transakcije uključuju manju količinu energije koju treba isporučiti prema standardnom profilu potrošnje, odnosno prema tome koliko energije treba da se isporučuje u različitim periodima dana i nedelje. Ovakav način trgovanja ima mnogo niže troškove transakcija i koriste ga proizvođači i potrošači kako bi poboljšali svoju poziciju pred vreme (trenutak) isporuke.

Elektronsko trgovanje (*Electronic trading*). Učesnici mogu da unesu zahteve (*offers*) za kupovinu energije i ponude (*bids*) da prodaju energiju direktno na kompjuterizovanom tržištu. Svi učesnici na tržištu mogu pratiti količine i prihvaćene cene, ali ne mogu da znaju identitete učesnika koji su podneli svaku ponudu (*bid or offer*). Kada učesnik uđe u novu ponudu za prodaju (*bid*), softver proverava da li postoji odgovarajuća ponuda za kupovinu (*offer*) za period isporuke za tu ponudu (*bid*). Ako pronade zahtev (*offer*) čija je cena veća ili jednaka ceni ponude (*bid*), ugovor se automatski sklapa, a cena i količina se prikazuju za sve učesnike da ih vide. Ako se ne pronade nijedno podudaranje, nova ponuda (*bid*) se dodaje na listu neizmirenih ponuda i ostaje tamo sve dok se ne ponudi odgovarajući zahtev (*offer*) ili se ponuda povuče ili nestaje jer se tržište zatvara za taj period. Sličan postupak se koristi svaki put kada se u sistem unese novi zahtev za kupovinu (*offer*). Ovaj oblik trgovine je izuzetno brz i jeftin. Većina trgovinskih aktivnosti često se odvija u minutima i sekundama pre zatvaranja tržišta jer proizvođači i trgovci na malo prilagođavaju (*fine-tune*) svoju poziciju pre same isporuke.

Suštinska karakteristika ova tri oblika bilateralne trgovine je da su cene svake transakcije postavljene nezavisno od strane uključenih učesnika. Prema tome nema "zvanične" cene. Iako su detalji dogovorenih dugoročnih ugovora uglavnom privatni, neke nezavisne službe za izveštavanje obično prikupljaju informacije o trgovini preko šaltera i objavljuju sumarne informacije o cenama i količinama u obliku koji ne otkriva identitet uključenih strana. Ova vrsta izveštavanja o tržištu i prikaz poslednje transakcije dogovorene elektronskim trgovanjem povećavaju efikasnost tržišta dajući svim učesnicima jasniju ideju o stanju i kretanju na tržištu.

Funkcionisanje bilateralnog tržišta biće ilustrovano kroz sledeći primer:

3.4.1.1 Primer 3.1.

Kompanija Borduria Power trguje na borduškom tržištu električne energije koji posluje na bilateralnoj osnovi. Posедуje tri generatorske jedinice čije su karakteristike date u donjoj tabeli. Radi jednostavnosti, može se pretpostaviti da su marginalni troškovi svih jedinica konstantni na celom radnom opseg. Zbog velikih troškova startovanja, Borduria Power pokušava da u svakom trenutku angažuje jedinicu A i da proizvede koliko god je moguće sa jedinicom B u toku dana. Pretpostavlja se da je trošak startovanja jedinice C zanemarljiv.

Jedinica	Tip	P_{min} [MW]	P_{max} [MW]	Marginalni Trošak [\$/MWh]
A	Velika TE	100	500	10.0
B	Mala TE	50	200	13.0
C	Gasna	0	50	17.0

Analiziraće se period od 14:00 do 15:00 11. juna. Donja tabela sumira relevantne bilateralne ugovore ove kompanije za taj period.

Tip	Datum ugovora	Ozn.	Kupac	Prodavac	Količina [MWh]	Cena [\$/MWh]
Long term	10 januar	LT1	Cheapo Energy	Borduria Power	200	12.5
Long term	7 februar	LT2	Borduria Steel	Borduria Power	250	12.8
Future	3 mart	FT1	Quality Electrons	Borduria Power	100	14.0
Future	7 april	FT2	Borduria Power	Perfect Power	30	13.5
Future	10 maj	FT3	Cheapo Energy	Borduria Power	50	13.8

Treba obratiti pažnju da je Borduria Power iskoristio prednosti fluktuacija cena na *forward* tržištu kako bi povratio profit kupovinom energije (ugovor FT2). Sredinom jutra, 11. juna, Milica, dežurni trgovac u kompaniji Borduria Power, mora da odluči da li želi da prilagodi/popravi ovu poziciju trgovanjem na *screen-based* tržištu Bordurian Power Exchange (BPEx).

Sa jedne strane, treba imati u vidu da je Borduria Power ugovorio isporuku 570 MWh (pogledati prethodnu tabelu), dok je mogući ukupan proizvodni kapacitet 750 MW tokom

posmatranog sata. S druge strane, Miličin BPeX ekran za trgovanje prikazuje sledeće ponude za prodaju i kupovinu (*bids and offers*):

11. jun 14:00 - 15:00	Oznaka	Količina [MWh]	Cena [\$/MWh]
Ponude za prodaju (<i>Bids</i>)	B5	20	17.50
	B4	25	16.30
	B3	20	14.40
	B2	10	13.90
	B1	25	13.70
Zahtevi za kupovinu (<i>Offers</i>)	O1	20	13.50
	O2	30	13.30
	O3	10	13.25
	O4	30	12.80
	O5	50	12.55

Na osnovu svog iskustva sa ovim tržištem, Milica veruje da je malo verovatno da će se cene ponude za kupovinu (*offer prices*) povećati. Pošto još uvek ima 130 MW rezervnih kapaciteta na jedinici B, ona odlučuje da preuzme ponude O1, O2 i O3 (ukupno 60 MWh) pre nego što to učini neki od njenih konkurenata. Ove zahtevi za kupovinu (*offers*) su profitabilni, jer je njihova cena veća od marginalnih troškova jedinice B koji iznose 13 \$/MWh. Nakon kompletiranja ovih transakcija, Milica šalje izmenjene instrukcije za proizvodnju elektranama za ovaj sat (14:00-15:00). Jedinica A će raditi na svojoj nominalnoj snazi (500 MW), dok će jedinica B raditi sa snagom 130 MW, a jedinica C će ostati u stanju pripravnosti. Znači ukupna proizvodnja u tom satu treba da bude 630 MWh (570 MWh iz prethodnih ugovora i 60 MWh sa tržišta BPeX).

Neposredno pre nego što BPeX zatvori trgovanje za period između 14:00 i 15:00, Milica dobija telefonski poziv od operatora postrojenja B. On je obavestio da su iskrslili neki neočekivani mehanički problemi. Moći će da ostane na mreži do večeri, ali neće moći da proizvede više od 80 MW. Milici je jasno da mora da nešto uradi po tom pitanju. Ona ima tri opcije:

1. Da ne učini ništa, ostavljajući Borduria Power kratkom za 50 MWh, koji će morati da se plate prema spot tržišnoj ceni,
2. Da pokrije ovaj deficit pokretanjem jedinice C,

3. Da pokuša da kupi neku zamensku snagu na tržištu BPeX.

Pošto su tržišne cene u poslednje vreme bile prilično nestalne, Milica neće da rizikuje da ostane nebalansirana (da proizvedena energija bude manja od ugovrene). Ona odlučuje da proba da kupi energiju na BPeX-u po ceni koja je manja od marginalnih troškova jedinice C. Od njenog poslednjeg trgovanja na BPeX-u (pre podne), neke ponude su nestale, a neke nove su uvedene.

11. jun 14:00 - 15:00	Oznaka	Količina [MWh]	Cena [\$/MWh]
Ponude za prodaju (<i>Bids</i>)	B5	20	17.50
	B4	25	16.30
	B3	20	14.40
	B6	20	14.30
	B8	10	14.10
Zahtevi za kupovinu (<i>Offers</i>)	O4	30	12.80
	O6	25	12.70
	O5	50	12.55

Milica odmah bira ponude B8, B6 i B3 jer joj omogućavaju da povrati ugovorni balans kompanije za ovaj period trgovanja po trošku koji je manji od troškova pokrivanja deficita pokretanjem jedinice C. U ravnoteži, kada se trgovanje zatvara za ovaj sat, kompanija Borduria Power se obavezala na proizvodnju 580 MWh. Potrebno je imati na umu da je Milica bazirala svoju odluku na osnovu marginalnih (inkrementalnih) troškova proizvodnje energije. Ovaj primer će se ponovo revidirati kada se bude analizirao rad spot tržišta.

3.4.2 Centralizovana trgovina (Centralized Trading)

Umesto da se osloni na uzastopne/ponovljene interakcije između prodavaca i potrošača da bi došlo do tržišne ravnoteže, centralizovano tržište obezbeđuje mehanizam za određivanje ove ravnoteže na sistematičan način. Iako postoji mnogo mogućih varijacija, centralizovano tržište u osnovi funkcioniše na sledeći način:

- Generatorske kompanije dostavljaju ponude (*bids*) za snabdevanje određenom količinom električne energije po određenoj ceni za razmatrani period. Ove ponude (*bids*) su rangiraju po ceni, od niže ka višoj. Na osnovu rangiranja može se napraviti

kriva koja prikazuje cenu ponude (*bids price*) kao funkciju kumulativne količine ponude. Ova kriva predstavlja krivu ponude na tržištu.

- Slično, kriva potražnje na tržištu može se dobiti zahtevom od potrošača da podnesu ponude (*offers*) sa zahtevanom količinom i cenom koju su voljni da plate za tu količinu. Ove ponude za kupovinu (*offers*) se rangiraju opet prema cenama ali u opadajućem redosledu, od više ka nižim. Pošto je potražnja za električnom energijom veoma neelastična, ovaj korak se ponekad izostavlja, a za potražnju se uzima vrednost određena prognozom potrošnje. Drugim rečima, pretpostavlja se da je kriva potražnje vertikalna linija koja odgovara prognoziranoj vrednosti.

- Presek ovih "konstruisanih" kriva ponude i potražnje predstavlja tržišnu ravnotežu. Sve dostavljene prodajne ponude (*bids*) čija je cena manja ili jednaka ravnotežnoj ceni (*market clearing price - MCP*) se prihvataju i proizvođačima se poručuje da proizvedu količinu energije koja odgovara njihovim prihvaćenim ponudama (*bids*). Slično tome, sve dostavljene ponude za kupovinu (*offers*) čija je cena veća ili jednaka tržišnoj ceni (*MCP*) se prihvataju i potrošači se obaveštavaju o količini energije koja im je dozvoljena da je preuzmu iz sistema.

- Ravnotežna tržišna cena (*market clearing price - MCP*) predstavlja cenu dodatnog MWh energije i zbog toga se naziva sistemska marginalna cena ili SMP (*system marginal price or SMP*). Proizvođačima se plaća SMP za svaki MWh koji oni proizvedu, dok potrošači plaćaju SMP za svaki MWh koji oni kupe, bez obzira na ponude (*bids and offers*) koje su dostavili.

Plaćanje SMP-a za svu proizvodnju koja je prihvaćena je možda na prvi pogled izgleda iznenađujuće. Zašto se ne bi proizvođačima koji su spremni da prodaju po nižoj ceni ne bi platila cena koju su tražili? Zar ovakav pristup ne bi smanjio prosečnu cenu električne energije? Glavni razlog zbog kog se ne prihvata ova šema naplate jeste što bi to obeshrabilo generatore da podnose ponude koje odražavaju njihove marginalne troškove proizvodnje. Umesto toga svi proizvođači bi pokušali da pogode vrednost SMP i onda bi davali ponude na tom nivou kako bi ostvarili maksimalne prihode. U najboljem slučaju, SMP bi ostala nepromenjena. Verovatno bi neki generatori sa nižim troškovima povremeno precenili vrednost SMP-a i samim tim dali previsoke ponude. Ovi generatori bi onda bili izostavljeni iz

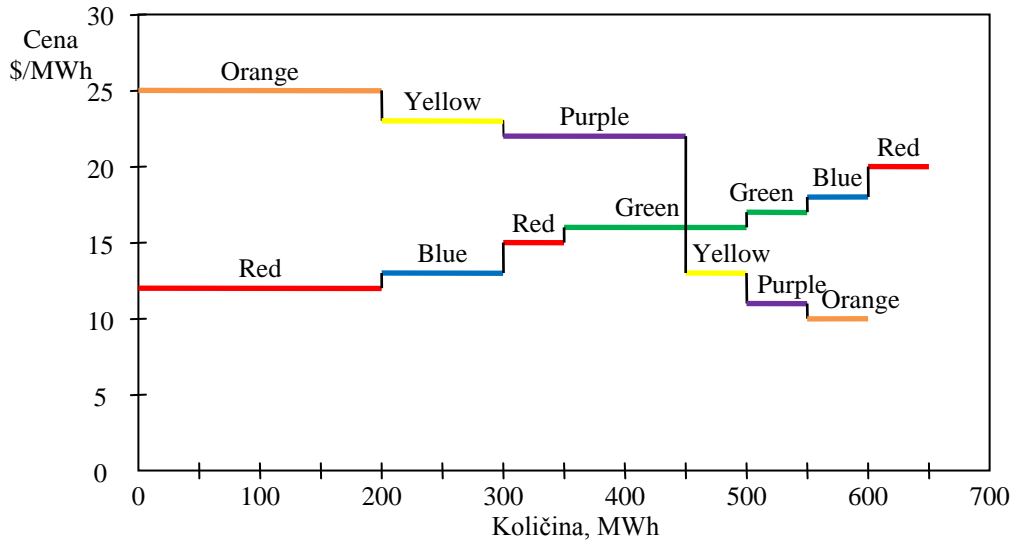
rasporeda (angažovanja) i zamenili bi ih proizvođači sa višim marginalnim troškovima proizvodnje. SMP bi onda bio nešto viši nego što bi trebalo da bude. Ova zamena je ekonomski neefikasna jer se raspoloživi resursi ne koriste na optimalan način. Osim toga, proizvođači će verovatno malo povećati cene kao kompenzaciju za rizik od gubitka prihoda zbog neizvesnosti SMP. Sledeći primer ilustruje princip rada centralizovanog tržišta.

3.4.2.1 Primer 3.2

Centralizovane tržište električne energije Sildavije dobilo je ponude (*bids and offers*) prikazane u tabeli za period između 9:00 i 10:00 h za 11. jun.

Na Sl. 3.1 prikazano je kako ove prodajne i kupovne ponude (*bids and offers*) formiraju krive ponude i potražnje. Iz preseka ove dve krive vidi se da će za ovaj razmatrani period (od 9:00 do 10:00) SMP biti 16.00 \$/MWh i da će se na centralizovanom tržištu trgovati sa 450 MWh.

	Kompanija	Količina [MWh]	Cena [\$/MWh]
Ponude za prodaju (<i>Bids</i>)	Red	200	12.00
	Red	50	15.00
	Red	50	20.00
	Green	150	16.00
	Green	50	17.00
	Blue	100	13.00
	Blue	50	18.00
Ponude za kupovinu (<i>Offers</i>)	Yellow	50	13.00
	Yellow	100	23.00
	Purple	50	11.00
	Purple	150	22.00
	Orange	50	10.00
	Orange	200	25.00



Sl. 3.1. Krive ponude i potražnje za primer 3.2.

U donjoj tabeli je prikazano koliko električne energije svaki od generatora treba da proizvede i koliko električne energije je dozvoljeno svakom potrošaču da preuzme. U tabeli su prikazani prihodi i troškove za svaku kompaniju.

Kompanija	Proizvodnja [MWh]	Potrošnja [MWh]	Prihod [\$]	Troškovi [\$]
Red	250		4000	
Blue	100		1600	
Green	100		1600	
Orange		200		3200
Yellow		100		1600
Purple		150		2400
Ukupno	450	450	7200	7200

Ako bi umesto zahteva da potrošači podnesu ponude, centralizovano tržište u Sildaviji uzelo prognozu opterećenja da zastupa stranu potražnje, i ako bi prognoza za ovaj period bila 450 MWh, dobiće se isti rezultati.

U ovom primeru, generatori daju jednostavne ponude koje se sastoje u parovima cena/količina. U nekim centralizovanim tržištima, generatori podnose složene ponude za svaku od njihovih proizvodnih jedinica. Ove ponude treba da sadrže troškovne karakteristike proizvodne jedinice (marginalne troškove, troškove startovanja, troškove kad jedinica nije

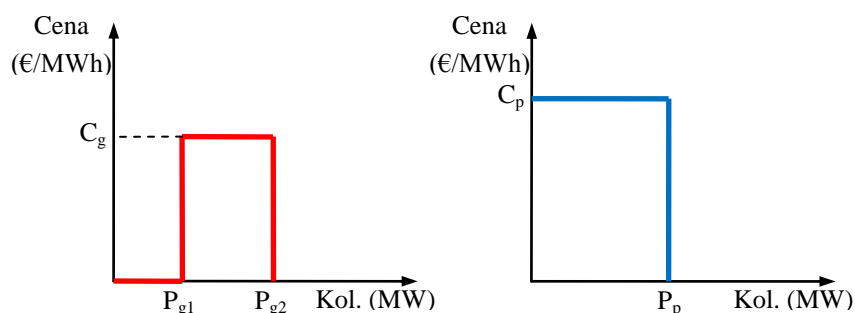
opterećena), kao i neke tehničke parametre (minimalna i maksimalna snaga, fleksibilnost). Umesto jednostavnog skladištenja ponuda, centralizovano tržište vrši proračun plana angažovanja (*unit commitment*) koji određuje raspored proizvodnje i cenu celog dana podeljenog na periode od pola sata ili sat vremena. Ovaj pristup angažovanju i određivanja cena korišćen je između 1990. i 2001. godine u centralizovanom tržištu Engleske i Velsa.

3.4.2.2 Detaljnija analiza formiranja ravnotežne tržišne cene MCP

Tipična poduda za prodaju (*bid*) i zahtev za kupovinu (*offer*) na berzi date su na Sl. 3.2. Tumačenje ponude generatora je sledeća.

Generator nudi količinu P_{g1} po ceni od 0 €/MWh dok količinu $(P_{g2} - P_{g1})$ nudi po ceni C_g . Generator bi prihvatio i svaku cenu veću od C_g . Određenu količinu električne energije, koja je u praksi obično jednaka tehničkom minimumu, generatori nude po ceni od 0 €/MWh, kako bi osigurali angažovanje agregata do tehničkog minimuma i izbegli prekidanje generisanja (“gašenje”), koje sa sobom nosi dodatni trošak. Drugi deo ponude odslikava troškove generisanja i profit koji generator želi da ostvari. Ponude generatora mogu imati i više stepenica. Na Sl. 3.2 je prikazan osnovni i najjednostavniji oblik. Pošto se radi o časovnoj (h) diskretizaciji, umesto energije (W) na ordinati je snaga (P).

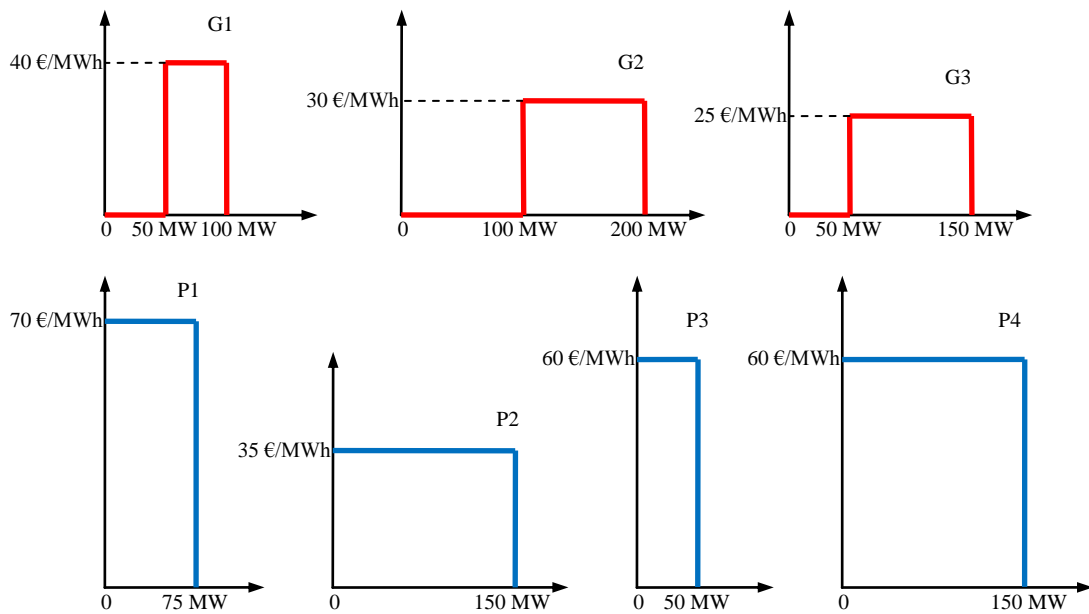
S druge strane, potrošač potražuje količinu energije P_p i spreman je da je plati po ceni C_p . Podrazumeva se da bi svaki potrošač pristao i na nižu cenu, ali je on prikazuje maksimalnu cenu koju bi prihvatio. Cena C_p je viša od cene C_g , jer potrošač ne može dozvoliti da ostane bez električne energije i on je osigurava visokom cenom svoje ponude



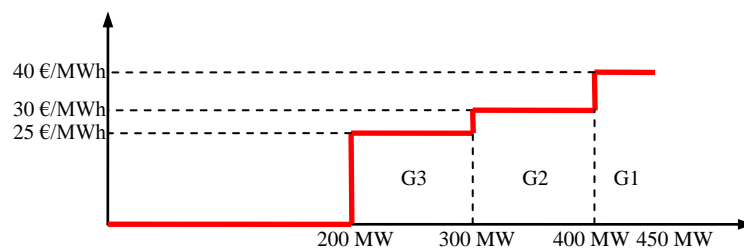
Sl. 3.2. Primeri ponude za kupovinu i prodaju

Primera radi na Sl. 3.3 date su ponude tri različita generatora i četiri različita potrošača. Na osnovu kriva ponude (*bids*) za prodaju električne energije može se formirati

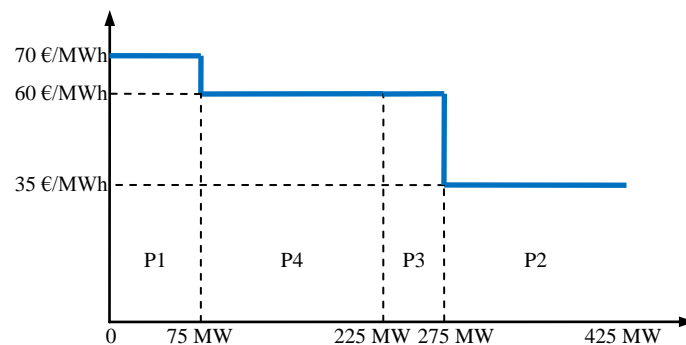
agregirana kriva ponude, koja je data na Sl. 3.4. Na sličan način formira se i kriva potražnje koja je data na Sl. 3.5.



Sl. 3.3. Primeri ponude za više učesnika

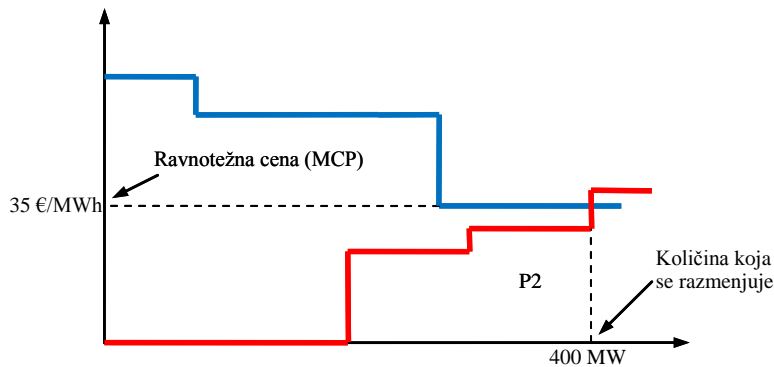


Sl. 3.4. Agregirana kriva ponude



Sl. 3.5. Agregirana kriva potražnje

Presek agregiranih krivih daje ravnotežnu tržišnu cenu (MCP) i količinu koja se razmenjuje. To je prikazano na Sl. 3.6.



Sl. 3.6. Presek agregiranih krivih

Može se zaključiti da ravnotežna tržišna cena (*MCP*, *SMP*) iznosi 35 €/MWh. Ukupna količina energije u bilansu je 400 MWh. Sve ponude i zahtevi levo od preseka krivih zadovoljavaju tržišne uslove i biće zaključene. Ponude desno od preseka krivih biće odbačene. Vidi se da nije prihvaćeno 50 MWh ponude najskupljeg generatora G_1 pa će on zbog toga generisati samo 50 MWh umesto 100 MWh koliko je iznosila njegova ukupna ponuda.

Potrošač P_2 koji je zahtevao najnižu cenu nije uspeo da dobije celokupnu energiju koju je zahtevao jer na berzi nije bilo dovoljno ponude energije po tako niskoj ceni. Potrošaču P_2 sada nedostaje 25 MWh da bi zadovoljio svoje potrebe i on tu energiju mora da nabavi bilateralnim ugovorom sa nekim generatorom, preko trgovca ili na “dnevnoj” berzi.

Svi učesnici čije su ponude zaključene prodaju/kupuju električnu energiju po ceni od 35 €/MWh bez obzira što su cene njihovih ponuda bile niže i cene njihovih zahteva više od 35 €/MWh. Tako je generator G_3 prodao svu svoju energiju (150 MWh) po ceni od 35 €/MWh, mada je jedan deo energije nudio po 0 EUR/MWh, a drugi deo po 25 €/MWh.

U slučaju da više generatora nudi energiju po identičnoj ceni koja je jednaka *MCP* oni neće moći da prodaju svu energiju, već će svaki od njih prodati umanjenu količinu, srazmernu veličini svoje ponude.

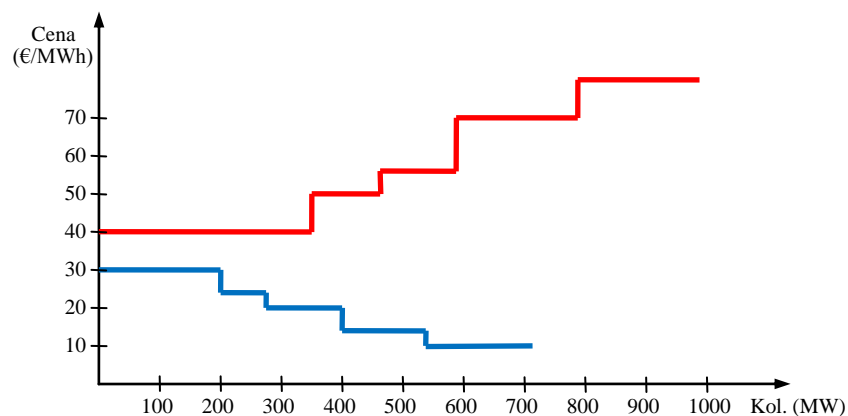
Berza definiše trgovinu energije za svaki sat sutrašnjeg dana. Zato svi učesnici šalju svoje ponude (*bids*) ili zahteve (*offers*) posebno za svaki od 24 časa sutrašnjeg dana. Pri tome, ponuda/zahtev nekog od učesnika može da izostane u pojedinim satima, ili može da bude identična za svaki sat. Obično, berze primaju ponude i zahteve pre podne, da bi do 12 h zatvorili berzu za sutrašnji dan.

Tako se ostavlja dovoljno vremena operatoru prenosnog sistema (*TSO*) da uoči i razreši eventualno zagušenje u mreži (prekoračenje ograničenja). To se radi proračunom tokova snaga (*Power Flow - PF*). Proračun koji je uspešno konvergirao, bez povrede ograničenja, sa ulaznim podacima koji su relevantni za mrežu i tržište, naziva se održivim (*feasible PF solution*).

Učesnicima koji nisu uspeali da plasiraju svoju energiju ili da kupe dovoljnu količinu energije ostaje dovoljno vremena da se snađu na drugi način.

Slično funkcionišu unutarodnevnne aukcije na berzi, na kojima učesnici mogu “da se dodatno izbalansiraju” energijom, ali i prenosnim kapacitetom. Na “unutarodnevnim aukcijama” generatori mogu da prodaju svoje viškove (MW, MWh), koje nisu uspeali da prodaju na osnovnoj aukciji. Potrošači imaju šansu da nabave energiju koju nisu uspeali da kupe na osnovnoj aukciji, pošto im ponuda nije odgovarala.

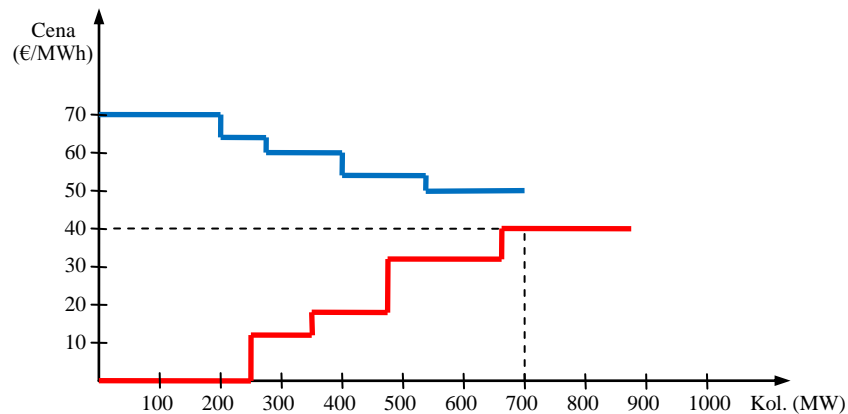
U praksi su mogući slučajevi kada cena i količina energije nisu određene tačkom preseka krivih. Na Sl. 3.7 dat je slučaj kada se krive ne seku. Uslov pod kojim se može desiti ova situacija je da najniža cena ponude generatora bude viša i od najviše cene zahteva potrošača. Tada se “berza poništava” i nema trgovine preko berze, jer nijedan zahtev i ponuda ne zadovoljavaju uslove za zatvaranje transakcije.



Sl. 3.7. Slučaj kada se krive ne seku

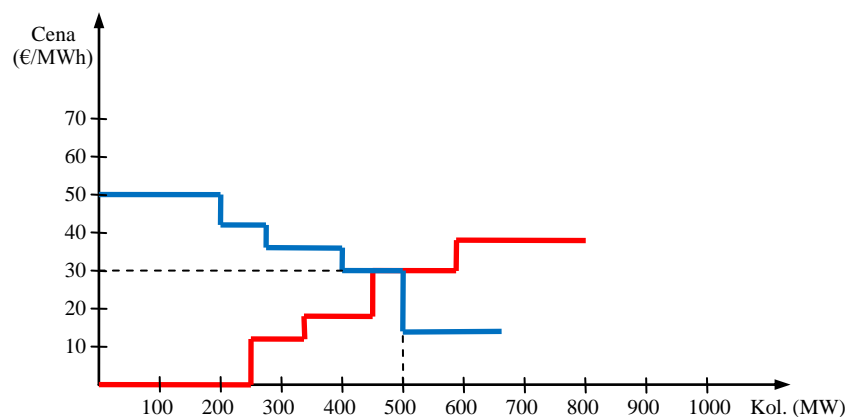
Na Sl. 3.8 dat je slučaj kada nema presečne tačke ali su uslovi za zatvaranje berze zadovoljeni. Ovakav slučaj se javlja kada je najniža cena zahteva potrošača viša od najviše cene ponuda generatora. Slučaj je moguć i potpuno je određen količinom energije koja će se kupiti/prodati na berzi, ali po ceni nije potpuno određen. Očigledno, svaka cena između 40 €/MWh i 50 €/MWh odgovara svim generatorima i potrošačima. Sve ponude potrošača zadovoljavaju uslove berze tako da će se berza zatvoriti sa 700 MW. Cena po kojoj će se zatvoriti može biti srednja cena $(40+50)/2=45$ €/MWh, ali se u cilju smanjenja cene

električne energije koju će plaćati potrošači može usvojiti i 40 €/MWh, jer i ta cena potpuno zadovoljava iste ponude i zahteve.



Sl. 3.8. Slučaj bez preseka ali se berza može zatvoriti

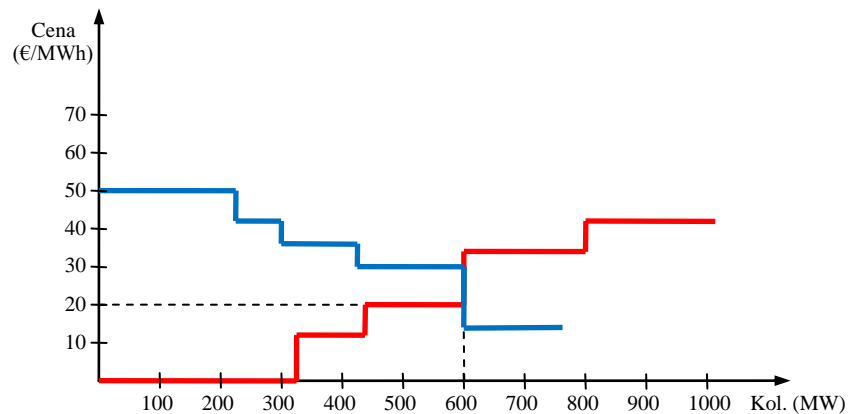
Na Sl. 3.9 dat je slučaj neodređenosti preseka po snazi. Ovakva situacija se javlja ako ne postoji presečna tačka već se krive preklapaju zato što postoji ponuda i zahtev sa istom cenom. I pored toga, ovo je potpuno određen slučaj. Na berzi će biti prodato 500 MW po ceni od 30 €/MWh.



Sl. 3.9. Neodređenost preseka po snazi

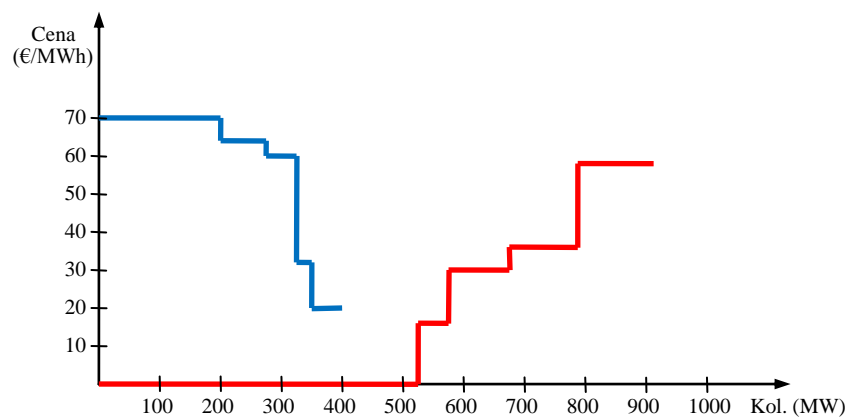
Na Sl. 3.10 prikazan je slučaj neodređenosti preseka po ceni. Ovaj slučaj može da se javi ako je stanje na berzi potpuno određeno po snazi i krive se preklapaju. Dakle određena je količina energije koja će biti prodana/kupljena na berzi, ali cena po kojoj će se berza zatvoriti nije potpuno određena. Na berzi će biti prodato 600 MW, ali sve cene između 20 €/MWh i 30 €/MWh zadovoljavaju uslove berze. Može da se uzme cena koja je jednaka srednjoj vrednosti $(20+30)/2=25$ €/MWh, ali u cilju postizanja što niže cene električne energije može

da se usvoji i 20 €/MWh, jer je to najniža cena koja ispunjava uslove berze uz snagu od 600 MW



Sl. 3.10. Neodređenost preseka po ceni

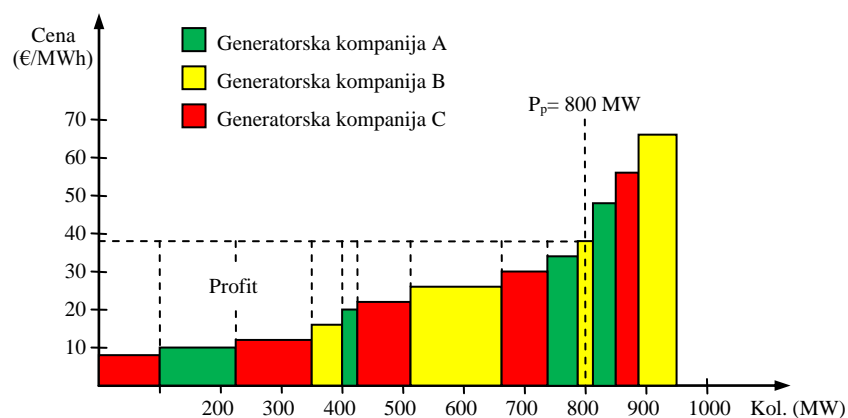
Na Sl. 3.11 je prikazan slučaj kada je cena električne energije jednaka 0 €/MWh. Ovaj slučaj se javlja kada je ukupna potražnja električne energije na berzi veoma mala. To se dešava u noćnim satima, kada je potrošnja električne energije generalno veoma niska, a generatori moraju da ostanu aktivni, tako da čak i energiju veću od tehničkog minimuma nude po ceni od 0 €/MWh. Krive ne moraju da imaju presek, ali berza može da se zatvori po ceni od 0 €/MWh. Ovakve situacije se dešavaju u praksi jer visokorazvijene zemlje, gde su i berze jako razvijene, imaju mnogo manju potrošnju noću nego danju i visok procenat instalisane snage u elektranama na uglj i nuklearnim elektranama, za koje je prekidanje procesa generisanja izuzetno skupo. Prema ilustraciji biće prodato 400 MW po ceni od 0 €/MWh, jer to je najniža cena koja zadovoljava istovremeno zahteve svih potrošača i ponude generatora.



Sl. 3.11 Slučaj kada je cena jednaka 0 €/MWh

U sistemu aukcijske prodaje (berze) moguće su i zloupotrebe. Što je učesnik veći, odnosno, raspolaže većim brojem generatora, njegov uticaj i mogućnost manipulacije cenom je veći. Sposobnost nekog učesnika na tržištu da utiče na povećanje cene, definiše se kao nivo njegove tržišne moći (*market power*). I male generatorske kompanije mogu da zloupotrebe slobodno, organizovano tržište kako bi povećale cenu na berzi i svoj profit. Operator tržišta i regulator moraju da paze da do takvih situacija ne dođe i da kazne pokušaje zloupotrebe njihovog položaja na tržištu. Teoretski gledano, svaki generator bi trebalo da šalje na berzu ponudu, čija je cena jednaka trošku proizvodnje odnosno marginalnim troškovima proizvodnje (*Marginal Cost - MC*). Cena na berzi (*MCP, SMP*) bi tada bila određena troškovima proizvodnje generatorske jedinice koja poslednja ulazi u skup ponuda nakon zatvaranja berze. Ta poslednja generatorska jedinica, dakle, ne bi dobijala profit, već bi samo pokrivala troškove generisanja.

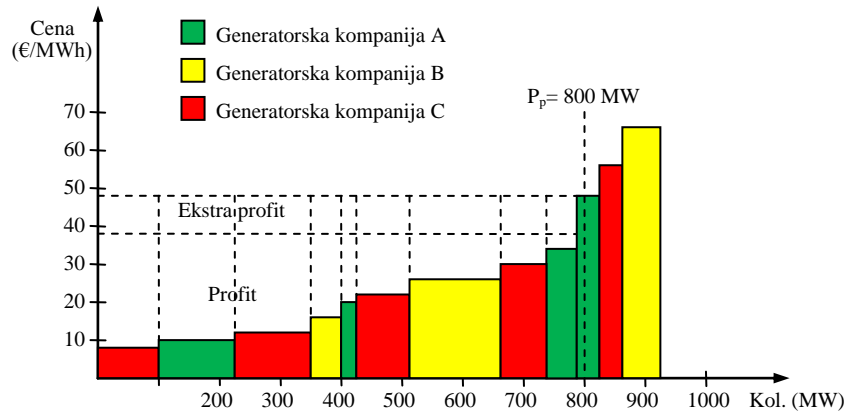
Zloupotreba tržišne moći može se ilustrovati sledećim primerom. Neka se pretpostavi da na berzi učestvuju tri generatorske kompanije, od kojih svaka ima nekoliko generatorskih jedinica i za svaku šalje posebnu ponudu koja odlikava njihove troškove generisanja. Može se pretpostaviti konstantni zahtev za potrošnju (P_p). Za ponude prikazane na Sl. 3.12, berza bi se zatvorila sa cenom od 38 €/MWh. Profit svakog generatora bi bio jednak proizvodu angažovane snage i razlike u ceni na berzi i cene njihove ponude koja odlikava troškove generisanja.



Sl. 3.12. Polazna situacija

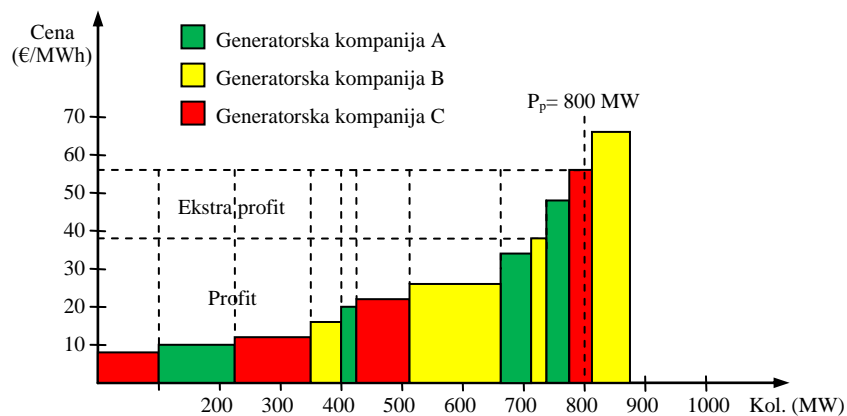
Može se uočiti da ponuda generatorske kompanije B određuje cenu na berzi od 38 €/MWh (*MCP*). U očekivanju takve situacije, generatorska kompanija B može da odluči da povuče ponudu tog generatora koji i inače ne donosi profit. Tada će biti prihvaćena prva ponuda sa desne strane (generatorska kompanija A) i povećaće se cena na berzi na

48 €/MWh, od čega će profitirati kompanija B, ali i ostale kompanije. Ovakav vid manipulacije i “ekstra-profit” nastao zbog te manipulacije prikazani su na Sl. 3.13, na kojoj se ponude u odnosu na prethodnu sliku razlikuju po tome što je povučena ponuda generatorske kompanije B koja je imala cenu 38 €/MWh.



Sl. 3.13. Manipulacija kompanije B

Slično, i generatorska kompanija C može da manipuliše cenom na berzi neopravdanim povlačenjem svog generatora sa najvećim troškom generisanja koji pri zatvaranju berze bez zloupotrebe donosi mali profit. Ovom manipulacijom cena na berzi bi se mnogo povećala i generatorska kompanija C bi na osnovu angažovanja svojih ostalih generatora ostvarila veći profit nego sa generatorom koji je upravo povukla. Ova manipulacija je ilustrovana na Sl. 3.14 koja se od prethodne razlikuje po tome što je generatorska kompanija C povukla svoj najskuplji generator koji je ispunjavao uslove zatvaranja berze.



Sl. 3.14. Manipulacija kompanije C

Manipulacije nema u uslovima savršene utakmice, kada postoji obilje ponude i tražnje (mogućnost zamene svakog snabdevača koji traži više od *MCP* i svakog potrošača koji nudi manje od *MCP*). U savršenoj utakmici cenu (*MCP*) daju interakcije, svi učesnici su “*price takers*”.

3.4.3 Poređenje centralizovanog i decentralizovanog (bilateralnog) tržišta

Budući da su i centralizovani i bilateralni modeli trgovanja električnom energijom adaptirani za tržišta električne energije, vredi ukazati na prednosti i mane oba pristupa.

Kao što je već rečeno, konkurentno centralizovano tržište električne energije se često kreira na osnovu postojećih sporazuma o saradnji između različitih kompanija. Pretvaranje postojećih sistema saradnje u sisteme koji se baziraju na konkurenciji je manje revolucionarno nego stvaranje potpuno nove strukture. Neke od briga koje prate uvođenje konkurencije mogu se ublažiti promenama koje ne moraju biti previše radikalne. Konkretno, javnost i vlada verovatno će imati manje zabrinutosti o sigurnosti snabdevanja električnom energijom ako ista organizacija ostane na čelu centralizovanog tržišta. Centralizovano tržište pruža mnogo centralizovaniji oblik upravljanja sistemom. Ne samo da se bavi svim fizičkim transakcijama električne energije, već obično preuzima i odgovornost za upravljanje prenosnim sistemom. Ova kombinacija uloga izbegava umnožavanje organizacija, ali otežava da se razdvoje različite funkcije koje treba obaviti na tržištu električne energije.

Većina malih i srednjih potrošača električne energije ima vrlo malo podsticaja da aktivno učestvuju na tržištu električne energije. Čak i kada su grupisani, trgovac koji ih zastupa nema direktan način za prilagođavanje potrošnje kao odgovor na promene cena. Stoga se može tvrditi da bi se troškovi transakcija mogli znatno smanjiti ako bi se potražnja smatrala pasivnom, odnosno kada bi se na centralizovanom tržištu električna energija predstavljala procenom/prognozom opterećenja. Mnogi ekonomisti nisu zadovoljni ovim pristupom, jer smatraju da su neposredni pregovori između potrošača i proizvođača od suštinskog značaja za postizanje efikasne tržišne cene. Neki ekonomisti ne vole centralizovano tržište zato što on upravlja aproksimacijom tržišta, a ne pravim tržištem.

Centralizovano tržište takođe obezbeđuju mehanizam za smanjenje rizika angažovanja sa kojim se suočavaju generatori. Kada generator prodaje energiju na osnovu jednostavnih ponuda (*bids*), za svaki tržišni period odvojeno, rizikuje da u određenim periodima možda ne proda dovoljno energije da održi jedinicu u pogonu. U tom trenutku, on mora da odluči da li da proda energiju uz gubitak kako bi zadržao jedinicu u pogonu (priključenu na mrežu) ili da je ugasi, a da se kasnije suoči sa troškom ponovnog startovanja.

Svaka opcija povećava troškove proizvodnje energije sa ovom jedinicom i primorava generator da podigne svoju prosečnu cenu ponude. Ako ovaj generator trguje na centralizovanom tržištu koje funkcioniše na osnovu složenih ponuda, pravila ovog bazena verovatno omogućavaju pokrivanje komponenti ponude (*bid*) koje se odnose na troškove startovanja i troškove kad jedinica nije opterećena. Štaviše, algoritam rasporeda koji implementira bazen obično pokušava da izbegne nepotrebno isključivanje jedinica iz pogona.

S obzirom da ovi faktori smanjuju rizike sa kojima se suočavaju generatori, bilo bi za očekivati da oni utiču na snižavanje prosečne cene. Međutim, ovo smanjenje rizika, proizilazi iz povećanja složenosti pravila na centralizovanom tržištu. Složena pravila smanjuju transparentnost procesa određivanja cena i povećavaju mogućnosti za manipulaciju cenama. U praksi nije jasno da li složene ponude i planiranje angažovanja zapravo smanjuju cenu električne energije.

3.5 Kontrolisano spot tržište (The Managed Spot Market)

Za svaku robu neravnoteža skoro uvek postoji između količine koju je strana ugovorila da kupi ili proda i količine koji stvarno treba ili može da se proizvede. Spot tržišta pružaju mehanizam za rešavanje ovih neravnoteža. Ako se električna energija tretira kao roba, spot tržište mora biti organizovano. Nažalost, kao što je već rečeno, debalansi između generisanja i potrošnje moraju biti brzo korigovani što nije izvodljivo konvencionalnim mehanizmima spot tržišta. Umesto toga, operateru sistema (*system operator - SO*) je dato zaduženje da održava sistem u ravnoteži koristeći mehanizam koji bi se mogao nazvati "kontrolisano spot tržište" ("*managed spot market*"). Ovaj mehanizam je tržište jer se energija koja se koristi za postizanje ove ravnoteže slobodno nudi učesnicima po ceni po njihovom izboru. To je spot tržište jer određuje cenu prema kojoj se debalansi rešavaju. Međutim, to je upravljano/kontrolisano tržište jer ponude (*bids and offers*) selektuje/odabira treća strana (SO), umesto da se to radi kroz bilateralne dogovore.

U narednim sekcija biće analizirana funkcionalnost kontrolisanog spot tržišta za električnu energiju. Stvarne implementacije mogu se značajno razlikovati od ovog plana. Takođe nema konsenzusa o nazivu za ovu funkciju. Pored pojma "spot market", koriste se i nazivi kao što su "tržište rezervi", "balansni mehanizam" i drugi.

3.5.1 Balansni resursi

Ukoliko bi učesnici na tržištu mogli predvideti uz dovoljno vremena i sa savršenom preciznošću količinu energije koju će potrošiti ili proizvesti, SO ne bi morao da preduzima

balansne akcije. Sami učesnici mogli bi da trguju kako bi pokrili svoje deficite i apsorbirali svoje viškove. U praksi uvek postoje male neravnoteže i SO mora izvršiti prilagođenje u proizvodnji ili potrošnji. Integrisana tokom vremena, ova prilagođenja pretvaraju se u kupovinu i prodaju električne energije što se može rešiti spot cenom koja odražava spremnost tržišta da obezbedi ova prilagođenja. U skladu sa filozofijom slobodnog tržišta, bilo kojoj strani koja je spremna prilagoditi svoju proizvodnju ili potrošnju, to mora biti dozvoljeno na konkurentnoj osnovi. Ovo bi trebalo da omogući SO-u širok izbor opcija balansiranja, a samim tim to bi trebalo pomoći u smanjenju troškova balansiranja. Ovi balansni resursi mogu se ponuditi ili za određeni period ili na dugoročnoj osnovi. Uslugu balansiranja za određeni period, učesnici na tržištu obično nude SO-u nakon što je tržište energije za taj period zatvoreno. Generatorske jedinice koje nisu u potpunosti angažovane mogu podneti ponude (*bids*) kako bi povećale svoju proizvodnju. Proizvodna jedinica takođe može ponuditi da plati kako bi smanjila/redukovala svoj proizvodnju. Ovo je profitabilan predlog ako je inkrementalna cena ove ponude manja od inkrementalnih troškova proizvodnje energije sa tom jedinicom. Proizvodna jedinica koja podnosi takvu ponudu, zapravo, pokušava da zameni sopstvenu proizvodnju jeftinijom snagom kupljenom na spot tržištu.

Strana potražnje/potrošnje takođe može da obezbedi balansne resurse. Potrošač/kupac može da ponudi smanjenje potrošnje ako je cena veća od vrednosti koju je on spreman da plati za električnu energiju u tom periodu. Takva smanjenja potražnje imaju prednost što se mogu vrlo brzo primeniti. Takođe je moguće da potrošači/kupci ponude da povećaju svoju potražnju ako je cena dovoljno niska.

Pošto se ove ponude balansnih resursa podnose neposredno pre realnog vremena, SO može biti zabrinut zbog količine ili cene balansnih resursa koji će biti ponudeni. Kako bi se zaštitio, SO može kupiti balansne resurse na dugoročni period. Prema takvim ugovorima, dobavljaču se plaća fiksna cena (često se naziva naknada za opciju) kako bi bila raspoloživa određena proizvodna snaga. Na primer ako je neka generatorska kompanija zaključila sa operatorom prenosnog sistema ponudu od 100 MW obrtne rezerve i ako ne dođe do aktiviranja te rezerve, generatorska kompanija će ipak dobiti određenu cenu po MW kapaciteta koji je čuvan kao obrtna rezerva. Ta cena je mnogo niža od cene električne energije. Ugovor takođe određuje cenu koja se plaća za svaki MWh proizveden na zahev SO, koristeći ovaj proizvodni kapacitet. SO aktivira ovaj ugovor samo ako je cena niža od one koju bi morao da plati za sličan balansni resurs koji se nudi kratkoročno. Kako terminologija predlaže, ovi ugovori su ekvivalentni opcionalnim ugovorima koji se koriste na finansijskim i

robnim tržištima. Njihova svrha je ista: zaštititi kupca (u ovom slučaju SO) protiv povećanja cena dok garantuje određene prihode isporučiocu.

Debalansi zbog grešaka u prognozi od strane učesnika su relativno mali i mogu se predvideti do određene mere. S druge strane, debalansi koje su uzrokovani kvarovima/ispadima su često veliki, nepredvidljivi i iznenadni. Mnoge proizvodne jedinice mogu prilagoditi svoju proizvodnju dovoljnom brzinom tako da im prva vrsta debalansa ne pravi problem. Upravljanje drugom vrstom neravnoteže zahteva proizvodne jedinice koje mogu brzo povećati svoju izlaznu snagu i zadržati taj nivo proizvodnje određeno vreme. Pitanje rezervnih kapaciteta detaljnije će se razmotriti kada se bude analizirala sigurnost sistema u Poglavlju 5. U svakom slučaju, važno je shvatiti da sve jedinice energije (MWh) kojima se trguje s ciljem da sistem održi ravnotežu nemaju istu vrednost. MW dobijen malim povećanjem izlaza velike termoelektrane košta znatno manje od MW opterećenja koji se mora redukovati kako bi se sprečio kolaps sistema. U cilju održavanja sistema u ravnoteži sa minimalnim troškovima, SO treba zbog toga da ima pristup različitim balansnim resursima. Kada proizvođači i potrošači ponude balansne resurse, u svojim ponudama moraju navesti ne samo količinu i cenu, već i koliko brzo može doći do promene injektirane snage.

3.5.2 Zatvaranje kapije (Gate closure)

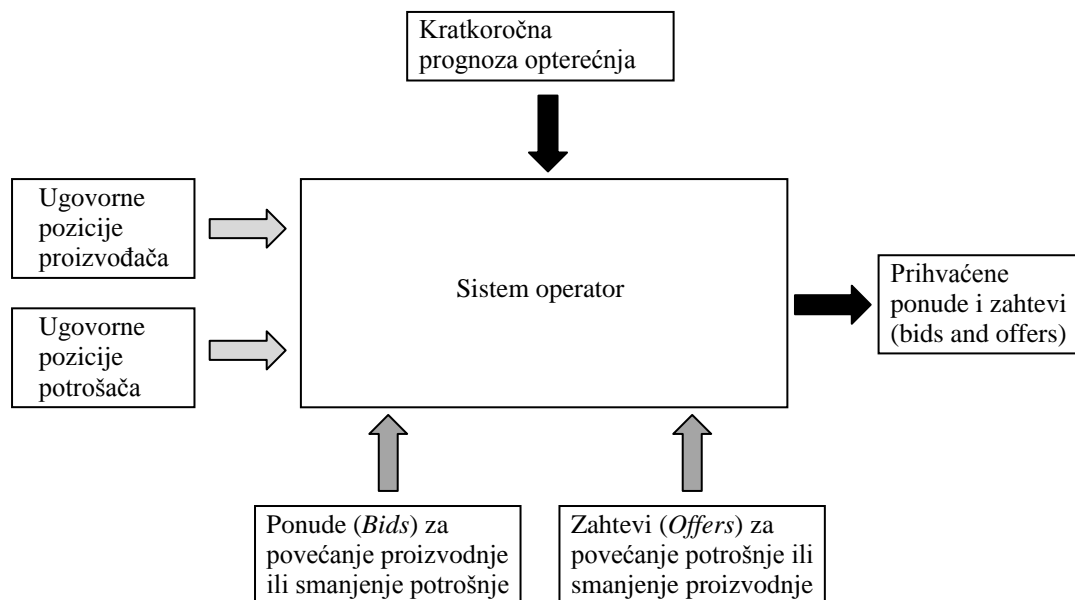
Kao što je rečeno, trgovanje energijom se mora zaustaviti u nekom trenutku pre realnog vremena kako bi se SO-u dalo dovoljno vremena za balansiranje sistema. Koliko vremena treba da prođe između "zatvaranja kapije" i realnog vremena je pitanje za diskusiju. Sistemski operateri preferiraju duže intervale, jer im daje više vremena za razvoj svojih planova i veću fleksibilnost u njihovom izboru balansnih resursa. Na primer, ako se kapija zatvori pola sata pre realnog vremena, nema dovoljno vremena da se na mrežu sinhronizuju velike termoelektrane kako bi pokrile deficit u proizvodnji. Učesnici na energetsom tržištu, s druge strane, obično preferiraju kraća vremena jer smanjuju njihovu izloženost riziku. Prognoza opterećenja izračunata sat vremena ispred realnog vremena obično je mnogo tačnija od prognoze izračunate četiri sata pre. Iz tog razloga, trgovac bi želeo elektronski trgovati do poslednjeg trenutka kako bi se količina koju želi da kupi podudarala sa očekivanim/prognoziranim opterećenjem. Ovo ima smisla jer je na kontrolisanom spot tržištu izložen cenama nad kojima nema kontrolu. Generatori takođe preferiraju kraća vremena zbog rizika od iznenadnog ispada proizvodne jedinice. Ako jedinica ispadne iz pogona nakon zatvaranja kapije, nema ničeg što proizvođač može učiniti, osim da se nada da cena na spot tržišta neće biti previsoka. Sa druge strane, ukoliko jedinica ispadne iz pogona pre zatvaranja

kapije, proizvođač može pokušati da nadoknadi deficit u proizvodnji kupovinom po najboljoj mogućoj ceni putem elektronske razmene. U principu, trgovci bi želeli pravo spot tržište vođeno tržišnim zakonima primenjeno na kontrolisano spot tržište na koje utiču složena tehnička pitanja.

3.5.3 Rad kontrolisanog spot tržišta

Sl. 3.15 ilustruje funkcionisanje kontrolisanog spot tržišta. Nakon zatvaranja kapije, proizvođači i potrošači moraju obavestiti SO o svojim ugovornim pozicijama, odnosno količini snage koju nameravaju proizvesti ili potrošiti u posmatranom periodu. SO kombinuje te informacije sa sopstvenim prognozama ukupnog opterećenja kako bi utvrdio da li će i koliko sistem biti u debalansu. Ako generisanje premaši opterećenje, za sistem se kaže da je "dugačak" ("long"). U suprotnom sistem je "kratak" ("short"). SO mora tada da odluči koje balansne ponude (*bids and offers*) će koristiti za pokrivanje debalansa.

Kada tržište električne energije radi na bazi centralizovanog tržišta kojim upravlja sistemski operater, funkcija balansa često je čvrsto povezana sa funkcijom tržišta energije da ih je teško razdvojiti.



Sl. 3.15. Prikaz rada kontrolisanog spot tržišta

3.5.3.1 Primer 3.3.

Možemo se vratiti Milici trgovcu za Borduria Power iz Primera 3.1 i pogledati kako se ona snalazi na spot tržištu. Kada se kapija zatvori za bilateralno trgovanje, vidi se da je

Milica ugovorila proizvodnju 580 MWh za period koji se razmatra. Ona obaveštava operatora sistema da njena kompanija namerava proizvesti ovu količinu energije na sledeći način:

Jedinica	Planirana proizvodnja [MW]
A	500
B	80
C	0

Milica tada treba da odluči koje ponude (*bids and offers*) želi da napravi na kontrolisanom spot tržištu. Kao pomoć pri donošenju odluke, ona razmatra planirane proizvodnje i karakteristike proizvodnih jedinica kompanije Borduria Power:

Jedinica	P_{ang} [MW]	P_{min} [MW]	P_{max} [MW]	Marginalni trošak [\$/MWh]
A	500	100	500	10.0
B	80	50	80	13.0
C	0	0	50	17.0

Jedina ponuda za povećanje generisanja koju može ponuditi uključuje jedinicu C, jer će jedinice A i B biti angažovane na naksimalnoj snazi. Takva ponuda bi bila za maksimalno 50 MWh i cena bi morala biti 17.00 \$/MWh ili viša da bi bila profitabilna, ako se pretpostavi da je trošak startovanja jedinice C zanemarljiv.

Milica takođe razmatra mogućnost smanjenja proizvodnje jedinica A i B. Ona bi bila voljna da plati do 10 \$/MWh kako bi smanjila proizvodnju jedinice A i do 13 \$/MWh kako bi smanjila proizvodnju jedinice B, jer toliko iznose marginalni troškovi proizvodnje električne energije ovim jedinicama. Izlazna snaga ovih jedinica može se smanjiti za 400 MW i 30 MW respektivno, bez uticaja na planove za naredne periode, ako se pretpostavi da nema ograničenja na brzinu promene izlaza jedinica. Dodatna redukcija snage zahtevala bi njihovo isključivanje i mogla bi time sprečiti Borduria Power da ispuni svoje obaveze za naredne sate. Štaviše, troškovi ponovnog pokretanja ovih jedinica bi smanjili profitabilnost.

U Poglavlju 2 je rečeno da je na savršeno konkurentnom tržištu optimalna strategija svakog učesnika da ponudi prodaju (*bid*) prema svojim marginalnim troškovima ili da ponudi kupovinu (*offer*) prema svojoj marginalnoj vrednosti. U narednim sekcijama će se pokazati

da tržišta električne energije obično nisu savršeno konkurentna. Neki učesnici mogu povećati svoj profit davanjem ponude (bid) iznad svojih marginalnih troškova ili ponuditi kupovinu ispod svoje marginalne vrednosti. Na osnovu svog iskustva, Milica odlučuje da će sledeće ponude (*bids and offers*) verovatno maksimizovati profit Borduria Power-a:

Tip	Oznaka	P_{max} [MW]	Količina [MW]
Bid	SMB-1	17.50	50
Offer	SMO-1	12.50	30
Offer	SMO-2	9.50	400

Ovaj primer će se još jednom revidirati nakon diskusije o procesu poravnanja.

3.5.4 Interakcije između kontrolisanog spot tržišta i ostalih tržišta

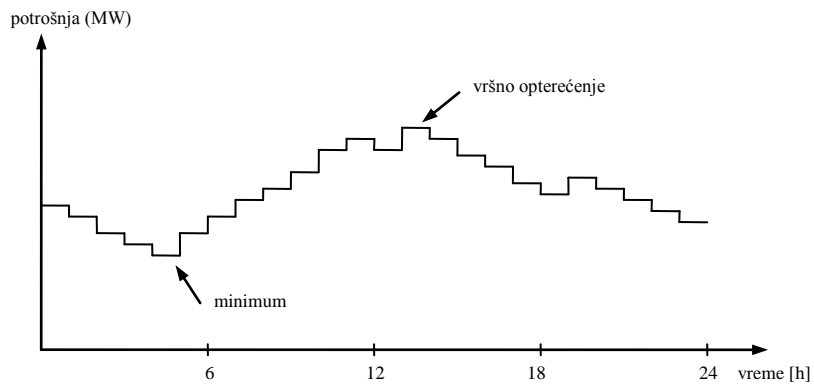
S obzirom na to da je kontrolisano spot tržište poslednjeg izbora za električnu energiju, ono ima snažan uticaj na druga tržišta. Ukoliko spot cena ima tendenciju da bude niska, kupci energije neće biti previše zabrinuti ako ostanu "kratki" jer mogu da izmire svoje deficite na spot tržištu po razumnoj ceni. Zbog toga bi mogli kupiti nešto manje nego što im treba na forward tržištu i time smanjiti cenu energije na ovom tržištu. Sa druge strane, ukoliko spot cena ima tendenciju da bude visoka, ovi kupci će povećavati cenu na forward tržištu jer će na njemu kupovati više kako bi se osigurali da pokriju sve svoje potrebe po boljoj ceni. Da je električna energija jednostavna roba, takva odstupanja bi s vremenom nestala, pa bi cene na forward tržištu reflektovale očekivane vrednosti cena na spot tržištu.

Električna energija svakako nije jedina roba čija je cena na tržištu veoma nestabilna. Vremenska prognoza koja predviđa mraz na plantažama za proizvodnju kafe u Brazilu podići će drastično cenu kafe. Ova cena bi mogla već sledećeg dana drastično da padne, ako se pokaže da je prognoza bila neprecizna ili ako oštećenja useva budu dalako manja nego što je bilo očekivano. Razlika između kafe i električne energije jeste u tome što se kafa kojom se trguje na spot tržištu proizvodi na isti način kao i kafa koja je prodana pod dugoročnim ugovorom. Sa druge strane, MWh koji se prodaje na kontrolisanom spot tržištu verovatno će proizvesti elektrana koja je mnogo fleksibilnija od elektrana koja generišu većinu potrošene energije u tom periodu.

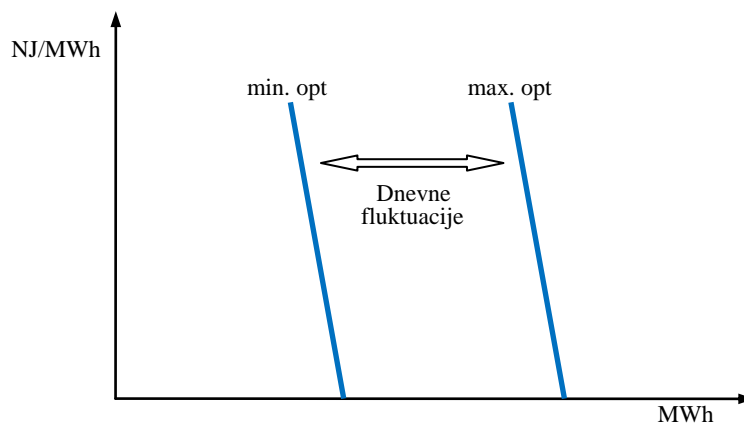
Osiguravanje nesmetanog i sigurnog rada elektroenergetskog sistema zahteva pomoćne usluge kao što su praćenje potrošnje, kontrola frekvencije, kao i obezbeđenje kapaciteta obrtne rezerve. Pružanje ovih usluga je još jedan način za proizvođače i potrošače da povećaju svoje prihode. Neke proizvodne jedinice koje su veoma fleksibilne, ali koje nisu konkurentne na tržištu energije obično zauzimaju ovaj deo/funkciju tržišta. Pružanje ovih usluga podrazumeva isporuku relativno male količine električne energije. Ako bi realizatori ovih usluga dobijali nadoknadu na osnovu proizvedenog MWh, oni bi morali da naplaćuju prilično visoku cenu po MWh kako bi dobili dovoljno prihoda da ostanu u poslu. Uključivanje troškova ove energije u izračunavanje spot cene može često da rezultirati oštrim cenovnim skokovima (pikovima). Ovi cenovni skokovi ne odražavaju iznenadni deficit električne energije na tržištu. Oni su posledica prisutnog ali privremenog nedostatka likvidnosti. Cenovni skokovi se javljaju jer kratkoročno gledano, broj učesnika koji mogu da pruže ovu "energetsku uslugu" je veoma mali i zato što potrošači nisu u mogućnosti ili nisu spremni da u najkraćem roku smanje svoje potrebe. Cenovni skokovi predstavljaju rizik za kompanije koje su prinuđene da kupuju na kontrolisanom spot tržištu ali ih i podstiču da kupuju više na *forward* tržištima, a time i da utiču na *forward* cene. Ove cene na *forward* tržištu su tako veštački naduvane zbog potrebe da se u kratkom roku generiše mali deo ukupne potražnje za energijom. Poglavlje 5 detaljnije razmatra pružanje pomoćnih usluga i alternativne metode nadoknade za učesnike koji ih pružaju.

3.5.4.1 Ilustracija nestalnosti spot cene

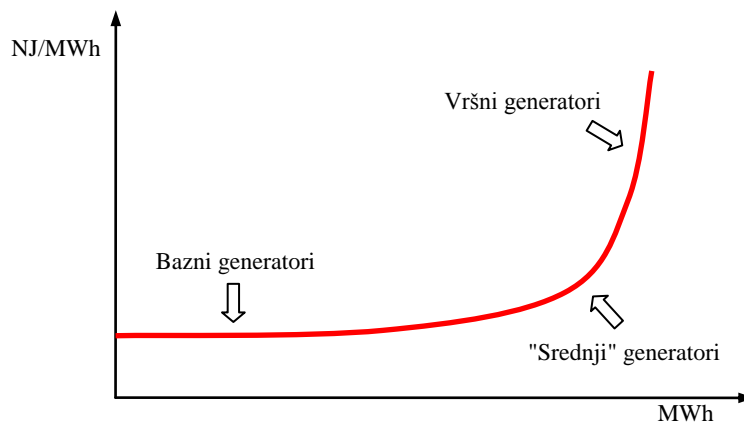
U ovoj sekciji biće prikazano zašto je spot cena na tržištu nestalna. Može se posmatrati jedan dnevni dijagram opterećenja dat na Sl. 3.16. Vidi se da se nivoi opterećenja u toku dana mogu značajno menjati. Ovo je realna situacija u sistemu. Na Sl. 3.17 prikazane su krive potražnje koje su generalano neelastične za određeni period koji se razmatra (na primer jedan sat). Na Sl. 3.17 prikazana je i dnevna fluktuacija potrošnje. Leva kriva odgovara minimalnom, dok desna kriva odgovara vršnom opterećenju. Na Sl. 3.18 data je udružena (agregirana) kriva ponude. Na njoj su označena mesta ponuda baznih, ponude uslovno rečeno "srednjih" i ponuda vršnih generatora. U preseku kriva potražnje i kriva ponude dobija se spot cena. Raspon ovih cena prikazan je na Sl. 3.19. Vidi se da raspon cena u toku dana može da bude veoma veliki.



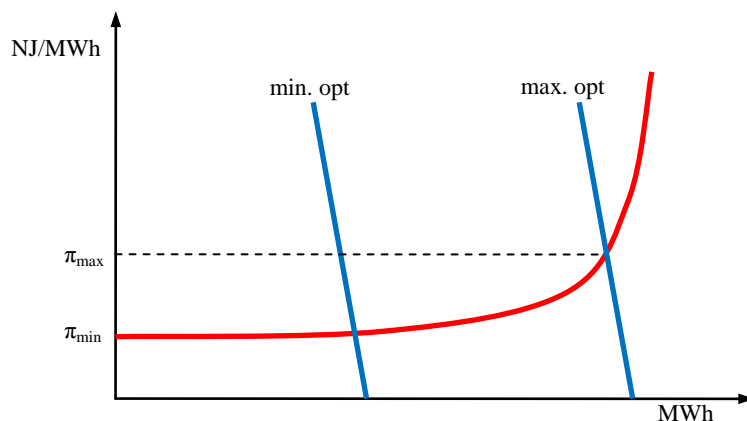
Sl. 3.16 Dijagram opterećenja



Sl. 3.17 Dnevne fluktuacije krive potrošnje

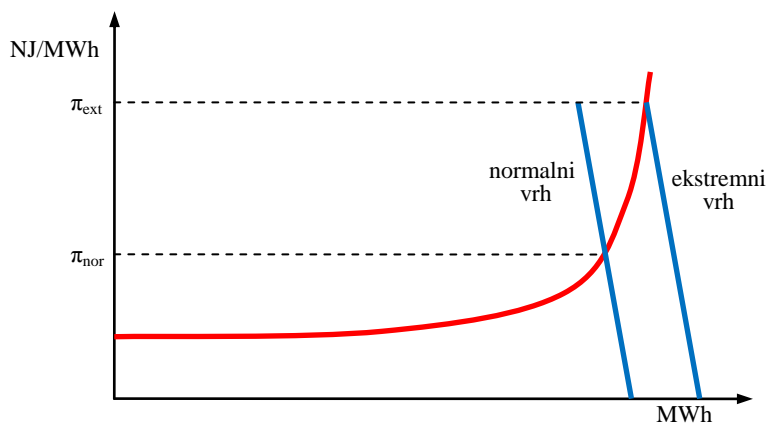


Sl. 3.18 Udružena kriva ponude

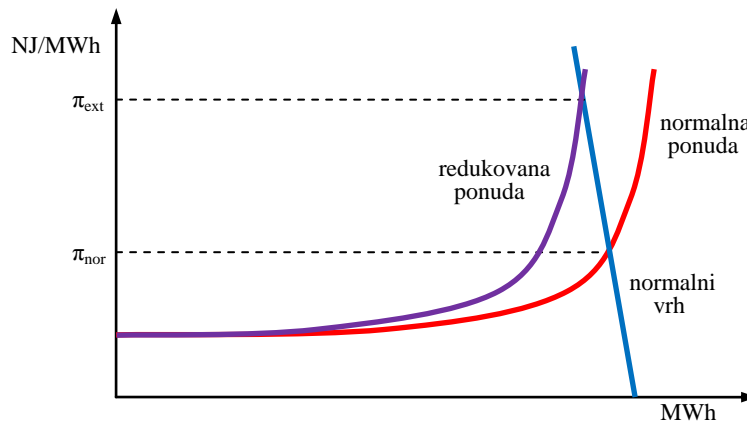


Sl. 3.19. Fluktuacija cene tokom dana

Međutim, pojava još većeg nivoa potrošnje na primer zbog izrazito niskih temperatura, može dovesti do još većeg porasta cena, što je prikazano na Sl. 3.20. Čak i samo mala povećanja vršnog opterećenja mogu dovesti do značajnog povećanja spot cene na tržištu. Do povećanja cena može doći i zbog smanjenja ponude na tržištu. To može da se desi iz više razloga. Jedan od njih su iznenadni kvarovi pojedinih jedinica ili prosto smanjenje ponude od strane proizvođača. Redukovanje proizvodnje može da ima praktično isti efekat na spot cenu kao i porast vršnog opterećenja. Uticaj redukovane potrošnje na cenu ilustrovan je na Sl. 3.21



Sl. 3.20. Uticaj povećanja vršnog opterećenja na spot cenu



Sl. 3.21. Uticaj redukcije ponude na spot cenu

3.6 Proces poravnanja (The Settlement Process)

Komercijalne transakcije se obično direktno poravnavaju između dve uključene strane: nakon dostavljanja robe od strane prodavca kupcu, kupac plaća prodavcu dogovorenu cenu. Ako je isporučeni iznos manji od ugovorenog iznosa, kupac ima pravo da zadrži deo novca. Slično, ako kupac potroši više od dogovorenog iznosa, prodavac ima pravo na dodatni novčani iznos. Ovaj proces je složeniji za tržišta električne energije, jer energija teče po celom prenosnom sistemu, a ne direktno od prodavca do kupca. Zbog toga je potreban centralizovani sistem poravnanja.

Za bilateralne transakcije električne energije kupac plaća prodavcu ugovorenu cenu ako je isporučena ugovorena količina. Slično, anonimne transakcije dogovorene putem elektronskog "screen-based" trgovanja poravnavaju se putem posrednika za razmene električne energije u slučaju da su protekle kao što je dogovoreno. Međutim, uvek može biti nepravilnosti kod ispunjenja ugovornih obaveza. Ako generator ne proizvede količinu energije koju je dogovorio da proda, deficit ne može jednostavno biti oduzet od njegovih kupaca. Umesto toga, kako bi se održala stabilnost sistema, sistemski operater kupuje zamensku energiju na kontrolisanom spot tržištu. Slično, ukoliko veliki potrošač potroši manje nego što je kupio, sistemski operater prodaje višak na kontrolisanom spot tržištu. Ove balansne aktivnosti čine da svi bilateralni ugovori izgledaju kao da su ispunjeni savršeno. Ove aktivnosti imaju i svoje troškove. U većini slučajeva, iznos novca koji sistemski operater plaća za kupovinu zamenske energije nije jednak iznosu novca koji zaradi pri prodaji viška energije. Učesnici koji su odgovorni za deblanse treba da plate troškove ovih balansnih aktivnosti.

Prema tome, prvi korak u procesu poravnanja se sastoji u utvrđivanju pozicija svakog učesnika na tržištu. U tom cilju, svaki generator mora sistemu poravnanja prijaviti neto količinu energije koju je ugovorio da proda za svaki period, uključujući energiju kojom je trgovao na kontrolisanom spot tržištu. Ova količina se oduzima od količine energije koja je stvarno proizvedena. Ako je rezultat pozitivan, smatra se da je generator prodao ovaj višak energije sistemu. Sa druge strane, ako je rezultat negativan, generator se tretira kao da je kupio ovu razliku od sistema.

Slično tome, svi veliki potrošači i trgovci na malo moraju prijaviti neto količinu energije koju su ugovorili za kupovinu za svaki period, uključujući energiju kojom su trgovali na kontrolisanom spot tržištu. Ova količina se oduzima od količine potrošene energije. U zavisnosti od znaka rezultata, smatra se da je potrošač ili prodavac prodao energiju sistemu ili kupio energiju iz sistema.

Ovi debalansi se naplaćuju po spot tržišnoj ceni. Ako je ovo tržište dovoljno konkurentno, ova cena treba da odražava inkrementalne troškove balansiranja energije. Kao što ranije rečeno diskutabilno je da li troškove energije koju isporučuju učesnici koji pružaju pomoćne usluge treba uključiti u ovu cenu. O tome će biti reči u Poglavlju 5.

Poravnanje na centralizovanom tržištu električne energije je jednostavnije jer se sve transakcije odvijaju na jednom mestu.

3.6.1 Primer 3.4

U primerima 3.1 i 3.3, analizirane su aktivnosti trgovanja Borduria Power-a za period od 14:00 do 15:00 za 11. jun na bilateralnom tržištu i na kontrolisanom spot tržištu. Pretpostavka je da su se sledeći događaji dogodili nakon zatvaranja kapije:

- Suočen sa deficitom proizvodnje, sistemski operater je prihvatio ponudu (*bid*) od 50 MWh kompanije Borduria Power po ceni od 17,50 \$/MWh (SMB-1).
- Problemi sa jedinicom B Borduria Power-a ispostavili su se većim nego što se očekivalo, što je dovelo do potpunog isključenja ubrzo nakon početka analiziranog perioda. Mogla je proizvesti samo 10 MWh od 80 MWh koliko je planirano da se proizvede, ostavljajući Borduria Power-u deficit od 70 MWh.
- Spot cena električne energije iznosila je 18,25 \$ / MWh za ovaj period.

Sledeća tabela prikazuje detalje o tokovima novca u i iz računa Borduria Power-a.

Bilateralni ugovori se direktno poravnavaju između Borduria Power-a i njenih klijenata. S obzirom da se transakcije na berzi električne energije vrše anonimno, one se poravnavaju preko BPeX-a (kompanije koja vodi ovo tržište električne energije). Najzad, aktivnosti na kontrolisanom spot tržištu (i dobrovoljne i obavezne) se poravnavaju preko operatora sistema ili njegovog agenta za poravnanje. Poslednja vrsta ove tabele pokazuje da prihod od prodaje kompanije Borduria Power-a za ovaj period iznosi 7069,00 \$. Da bi se utvrdilo da li je u ovom periodu trgovanje bio profitabilno, bilo bi neophodno da se izračunaju troškovi proizvodnje energije koju je Borduria Power isporučila. Realizacija proračuna za ovaj jedan obračunski period (jedan sat) je prilično teška jer ne postoji jednostavan način za alociranje troškova pokretanja i troškova neangažovanja generatorskih jedinica.

Tržište	Oznaka	Količina [MWh]	Cena [\$/MWh]	Prihod [\$]	Trošak [\$]
Futures and forwards	Cheapo Energy	200	12.50	2500.00	
	Borduria Steel	250	12.80	3200.00	
	Quality Electrons	100	14.00	1400.00	
	Perfect Power	- 30	13.50		405.00
	Cheapo Energy	50	13.80	690.00	
Power exchange	O1	20	13.50	270.00	
	O2	30	13.30	399.00	
	O3	10	13.25	132.50	
	B3	- 20	14.40		288.00
	B6	- 20	14.30		286.00
	B8	- 10	14.10		141.00
Spot tržište	SMB-1	50	17.50	875.00	
	Debalans	- 70	18.25		1277.50
Ukupno		560		9466.50	2397.50

4. UČEŠĆE NA TRŽIŠTIMA ELEKTRIČNE ENERGIJE

4.1 Uvod

U prethodnom poglavlju analizirani su osnovni principi tržišta električne energije. Kroz primere ilustrovano je kako se učesnici na tržištu ponašaju na takvim tržištima. U ovom poglavlju biće detaljnije razmatrane odluke koje proizvođači, potrošači i drugi učesnici preduzimaju s ciljem da optimizuju prednosti koje proizilaze iz ovih tržišta.

Najpre će diskutovati o tome zašto potrošači imaju pasivnije uloge od proizvođača na tržištima električne energije i kako trgovci na malo posluju kao posrednici na tržištu električne energije.

Zatim će se iz perspektive generatorske kompanije razmotriti slučaj u kojem se ova kompanija suočava sa savršeno konkurentnim tržištem. Na takvom tržištu, pošto preduzete akcije kompanije ne utiču na cene, ona može optimizovati svoje aktivnosti nezavisno od onoga što drugi proizvođači ili potrošači rade. Takav scenario je nerealan u kontekstu tržišta električne energije jer je kratkoročno gledano elastičnost potražnje za električnom energijom veoma niska i zato što na većini tržišta većinu električne energije proizvodi mali broj proizvođača. U tom smislu obradiće se neke od tehnika koje su predložene da analiziraju rad nedovoljno konkurentnih tržišta i da maksimiziraju profit proizvođača na takvim tržištima.

Na kraju, će se analizirati kako objekti/uređaji za skladištenje i drugi "hibridni" učesnici mogu ostvariti profit od trgovanja električnom energijom.

4.2 Perspektiva potrošača

Mikroekonomska teorija ukazuje na to da potrošači električne energije, kao i potrošači svih drugih roba, povećavaju svoje potražnju do tačke u kojoj je marginalna korist koju dobijaju od električne energije jednaka ceni koju moraju platiti. Na primer, proizvođač neće proizvoditi uređaje ako trošak električne energije potrebne za njihovu proizvodnju čini njihovu prodaju neprofitabilnom. Slično tome, vlasnik modnog butika povećava nivo osvetljenja samo do tačke do koje privlači više kupaca. Konačno, kod kuće tokom hladne zimske večeri, pre ili kasnije dolazi do situacije u kojoj će većina obući neku dodatnu odeću umesto da okrene termostat i da se suoči sa velikim računom za električnu energiju. Pošto se ovo poglavlje bavi samo ponašanjem potrošača na kratkoročnom planu, ne razmatra se mogućnost kupovine novih uređaja, mašina ili drugih objekata koji bi im omogućili da promene svoj obrazac potrošnje.

Ako industrijski, komercijalni i rezidencijalni korisnici plaćaju fiksnu cenu za svaki kWh koji potroše, oni su izolovani od spot cene električne energije, a na njihovu potražnju utiče samo ciklus njihovih aktivnosti. Prosečno gledano (u nekoliko sedmica ili meseci), njihova potražnja odražavala bi samo njihovu spremnost za plaćaju ovu fiksnu cenu. Ali šta bi se desilo kada bi se cena električne energije brže menjala? Empirijski dokazi ukazuju na to da se potražnja smanjuje kao odgovor na kratkoročni rast cena, ali da je ovaj efekat relativno mali. Drugim rečima, elastičnost cena potražnje za električnom energijom je mala. Na dijagramu cena-količina, nagib krive potražnje je prema tome veoma strm. Određivanje oblika krive potražnje sa bilo kakvom tačnošću praktično je nemoguće za robu kao što je električna energija.

Ova slaba elastičnost može se objasniti sa dva ekonomska i socijalna faktora. Prvo, troškovi električne energije čine samo mali deo ukupnih troškova proizvodnje većine industrijskih proizvoda i predstavljaju samo mali deo troškova života za većinu domaćinstava. U isto vreme, električna energija je neophodna u proizvodnji i većina pojedinaca u svetu koji je visoko industrijalizovan smatraju je suštinskom za kvalitet života. Prema tome, većina industrijskih potrošača neće drastično smanjiti proizvodnju kako bi malo smanjila troškove električne energije usled mogućeg povećanja cena. Slično, većina rezidencijalnih potrošača (domaćinstava) verovatno neće redukovati svoj komfor zarad smanjenja računa za struju za nekoliko procenata. Drugi faktor koji objašnjava ovu slabu elastičnost je istorijski. Od ranih dana komercijalne proizvodnje električne energije pre više od jednog veka, električna energija se plasira kao roba koja je jednostavna za korišćenje i uvek dostupna. Ova pogodnost je postala tako ukorenjena da se slobodno može reći da vrlo mali broj ljudi vrši analizu troškova (cost/benefit analiza) svaki put kada uključi svetlo.

Umesto da jednostavno smanje svoju potražnju kao odgovor na iznenadno povećanje cene električne energije, potrošači mogu da se odluče da odugovlače svoj zahtev za potrošnjom sve do vremena kada cene budu niže. Na primer, proizvođač može da odluči da odloži završetak posebno energetski zahtevnog koraka proizvodnog procesa do noćnog perioda, ako očekuje da će cena električne energije u to vreme biti niža. Slično tome, domaćinstva u nekim zemljama koriste niže noćne tarife da operu i osuše odeću ili da zagreju vodu. Pomeranje potražnje je moguće samo ako je potrošač sposoban da čuva toplotu, električnu energiju ili na kraju krajeva prljavu odeću. Takvi objekti za skladištenje i pripadajuća kontrolna oprema nose značajne investicione troškove. Uštede koje se mogu postići pomeranjem potražnje za električnom energijom iz perioda visokih cena u periode niskih cena možda neće opravdati ove troškove. Štaviše, upravljanje potražnjom zahteva više

fleksibilnosti ili više spremnosti da se prihvati gubitak komfora. Ovim se bavi posebna oblast - Smart Greed.

Prema tome, većina domaćinstava i komercijalnih potrošača neće biti posebno zainteresovana za reakciju na satne ili polučasovne promene cena. Čak i da jeste, troškovi komunikacione infrastrukture potrebne da se oni informišu o ovim cenama i da registruju svoju potrošnju tokom svakog perioda, mogu da ponište većinu, ako ne i sve potencijalne koristi. U doglednoj budućnosti, ovi potrošači verovatno će nastaviti da kupuju električnu energiju na osnovu tarifa. Takve tarife ih izoluju od dnevnih fluktuacija cena i time anuliraju njihov doprinos ukupnoj kratkoročnoj elastičnosti potražnje.

Ova veoma niska elastičnost potražnje ima neželjene efekte na rad tržišta električne energije. Konkretno, kada se govori o nedovoljno konkurentnim tržištima, videće se da to olakšava vršenje tržišne moći od strane proizvođača.

4.2.1 Trgovci električnom energijom (Retailers of electrical energy)

Potrošači čije vršno opterećenje iznosi najmanje nekoliko stotina kW mogu da uštede znatne količine novca zapošljavanjem specijalizovanog osoblja kako bi prognozirali svoju potražnju i trgovali na tržištima električne energije u cilju dobijanja niže cene. Za ove potrošače se može očekivati da direktno i aktivno učestvuju na tržištima. Sa druge strane, takvo aktivno trgovanje nije korisno za manje potrošače. Ovi manji potrošači obično preferiraju kupovinu po tarifi, odnosno po konstantnoj ceni po kWh koja se prilagođava najviše nekoliko puta godišnje. Može se reći da je posao trgovaca električnom energijom da premoste jaz između veleprodajnog tržišta i ovih malih potrošača.

Izazov za njih je da moraju kupiti energiju po promenljivoj ceni na veleprodajnom tržištu i prodavati po fiksnoj ceni na maloprodajnom nivou. Trgovac na malo obično gubi novac tokom perioda visokih cena, jer je cena koju on mora da plati za energiju veća od cene po kojoj on preprodaje ovu energiju. Sa druge strane, tokom perioda niskih cena ostvaruje profit jer je njegova prodajna cena veća od nabavne cene. Da bi ostali u poslu, ponderisana (prema količini) prosečna cena po kojoj trgovac kupuje električnu energiju treba da bude niža od cene koju naplaćuje svojim kupcima. Ovo nije uvek lako postići zato što trgovac na malo (*retailer*) nema direktnu kontrolu nad količinom energije koju potrošači troše. Svaki trgovac smatra da je svojim kupcima prodao količinu energije koja je prošla kroz njihovo brojilo. Ako za neki period zbirna količina električne energije svih kupaca premašuje količinu koju je ugovorio za kupovinu, trgovac mora otkupiti razliku na spot tržištu bez obzira na vrednost

spot cene postignute za taj period. Slično, ukoliko ugovorena količina prevazilazi količinu koju su potrošači potrošili, smatra se da trgovac može da proda razliku na spot tržištu.

Da bi smanjio svoju izloženost riziku koji je povezan sa nepredvidljivošću cena na spot tržištu, trgovac pokušava da što preciznije predvidi potražnju svojih kupaca. On kupuje energiju na različitim tržištima kako bi se podudario sa prognozom. Prodavac na taj način ima snažan podsticaj da razume potrošačke obrasce svojih kupaca. On može da ohrabri svoje klijente da instaliraju brojlara koja beleže potrošenu energiju tokom bilo kog perioda, tako da im može ponuditi atraktivne tarife ako smanje potrošnju energije u toku dnevnih cenovnih pikova. Uzimajući u obzir sve meteorološke, astronomske, ekonomske, kulturne i ostale faktore koji utiču na potrošnju električne energije i koristeći najsavremenije metode za prognoziranje, moguće je predvideti vrednost potražnje u svakom satu sa prosečnom tačnošću od oko 1,5 do 2%. Međutim, takva tačnost je moguća samo kod velikih grupa potrošača pri čemu efekat grupisanja relativizuje značaj slučajne (random) promene potrošnje pojedinačnih potrošača. Prema tome trgovac koji nema monopol nad snabdevanjem električnom energijom u datom regionu, stoga može predvideti potražnju svojih potrošača sa znatno manjom tačnošću od one koju monopolistička kompanija može postići. Ovaj problem je još izraženiji pošto kupci imaju priliku da promene trgovca (*retailer*) kako bi dobili bolju tarifu. Nestabilna baza kupaca otežava trgovcu da prikupi pouzdane statističke podatke koji su potrebni za poboljšanje prognoze potražnje.

4.2.1.1. Primer 4.1.

Tabela 4.1 ilustruje dnevno poslovanje trgovca na malo. Na Sl. 4.1, 4.2 i 4.3 dati su grafički prikazi podataka sadržanih u ovoj tabeli. Kao što je prikazano na drugoj i trećoj vrsti Tabele 4.1, kupac na malo (*retailer*) je prognozirao potražnju svojih kupaca u periodu od 12 časova i kupio je energiju kako bi zadovoljio očekivanu potražnju. Iznos kupljen za svaki sat rezultat je kombinacije ugovora različitih tipova (dugoročni bilateralni, *forward*, *future*, transakcije zasnovane na elektronskom trgovanju). Četvrta i peta vrsta tabele prikazuju prosečne i ukupne troškove za kupljenu energiju za svaki period. Prosečni trošak ima tendenciju da bude veći tokom časova sa vršnim opterećenjem.

Kao što je i očekivano, stvarna potražnja se ne poklapa sa prognozom i postoje pozitivni i negativni debalansi svakog sata. Ove debalansi se obavezno poravnavaju po spot cenama prikazanim u osmoj vrsti tabele i rezultiraju dodatnim troškovima za balansiranje (ili prihodom ako je debalans negativan) za posmatranog trgovca. Sabiranjem troškova balansiranja i troškova ugovora dobijaju se ukupni troškovi za energiju za svaki sat. Može da

se pretpostavi da se naš trgovac odlučio za vrlo jednostavan tarifni model pri čemu naplaćuje fiksnu cenu od 38.50 \$/MWh svim svojim korisnicima.

Tabela 4.1. (Prvi deo)

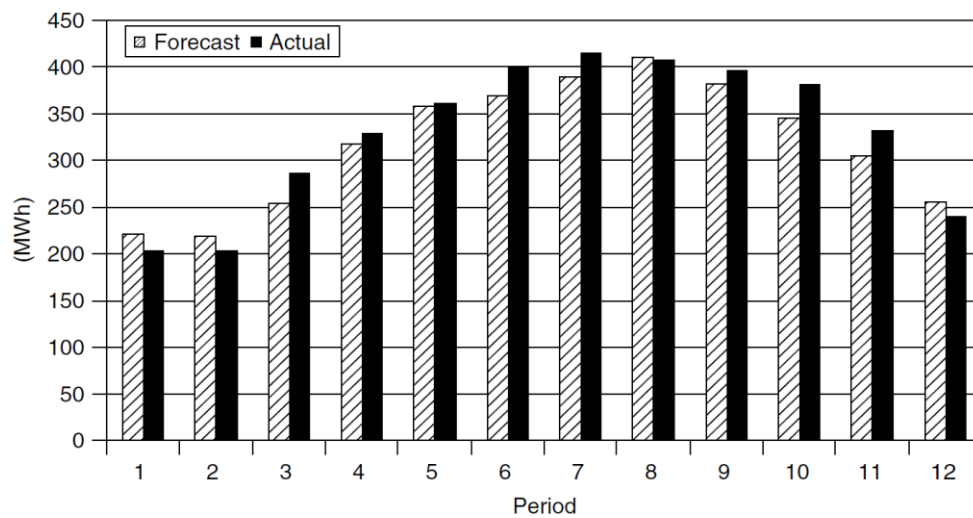
Period		1	2	3	4	5	6	7
Prognoza potrošnje	[MWh]	221	219	254	318	358	370	390
Ugovorena kupovina	[MWh]	221	219	254	318	358	370	390
Prosečni troškovi	[\$/MWh]	24.70	24.50	27.50	35.20	40.70	42.40	45.50
Troškovi ugovora	[\$]	5459	5366	6985	11194	14571	15688	17745
Stvarna potrošnja	[MWh]	203	203	287	328	361	401	415
Debalans	[MWh]	-18	-16	33	10	3	31	25
Spot cena	[\$/MWh]	13.20	12.50	17.40	33.30	69.70	75.40	70.10
Balansni troškovi	[\$]	-238	-200	574	333	209	2337	1753
Ukupni troškovi	[\$]	5221	5166	7559	11527	14.780	18025	19498
Ukupan prihod	[\$]	7815.5	7815.5	11050	12628	13899	15439	15978
Profit	[\$]	2595	2650	3491	1101	-882	-2587	-3521
Profit bez greške	[\$]	3050	3066	2794	1049	-788	-1443	-2730

Tabela 4.1. (Drugi deo)

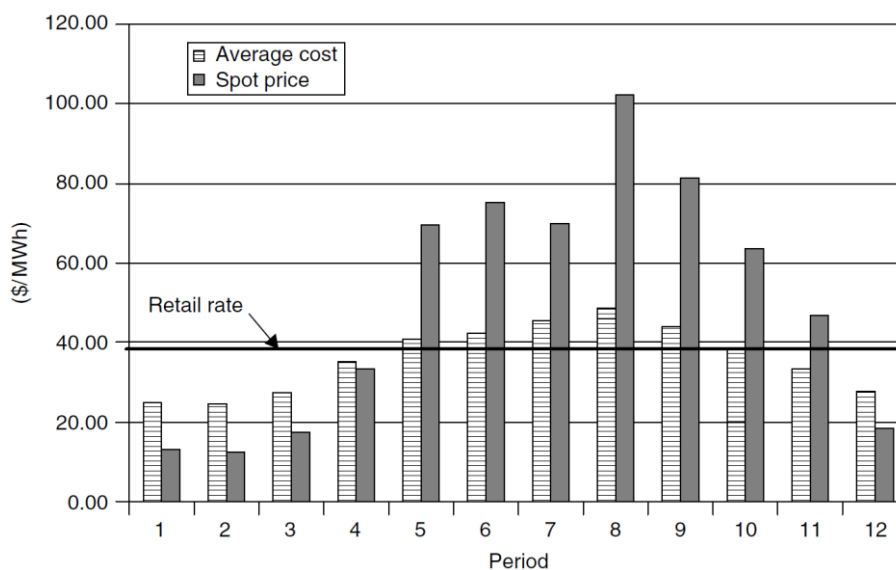
Period		8	9	10	11	12	Prosek	Ukupno
Prognoza potrošnje	[MWh]	410	382	345	305	256	325	3828
Ugovorena kupovina	[MWh]	410	382	345	305	256	325	3828
Prosečni troškovi	[\$/MWh]	48.60	44.20	38.80	33.40	27.70	36.10	
Troškovi ugovora	[\$]	19926	16884	13386	101.87	7091	12040	144482
Stvarna potrošnja	[MWh]	407	397	381	331	240	330	3954
Debalans	[MWh]	-3	15	36	26	-16	10.5	
Spot cena	[\$/MWh]	102.30	81.40	63.70	46.90	18.30	50.35	
Balansni troškovi	[\$]	-307	1221	2293	1219	-293	742	8901
Ukupni troškovi	[\$]	19619	18105	15679	11406	6798	12782	153383
Ukupan prihod	[\$]	15670	15285	14669	12744	9240	12686	152229
Profit	[\$]	-3950	-2821	-1011	1338	2442	-96	-1154
Profit bez greške	[\$]	-4141	-2177	-104	1556	2765	241	2896

Vrste "Ukupni prihodi" i "Profit" Tabele 4.1 prikazuju iznose koji se stiču za svaki sat. Naš trgovac ostvaruje profit tokom sati niskih cena a gubi tokom sati visokih cena. Sve u svemu, za ovaj period od 12 sati, trgovac ima gubitak od 1154 \$. Našem trgovcu ostaje da se nada da ovo nije tipičan period i da će prosječni troškovi kupovine električne energije biti

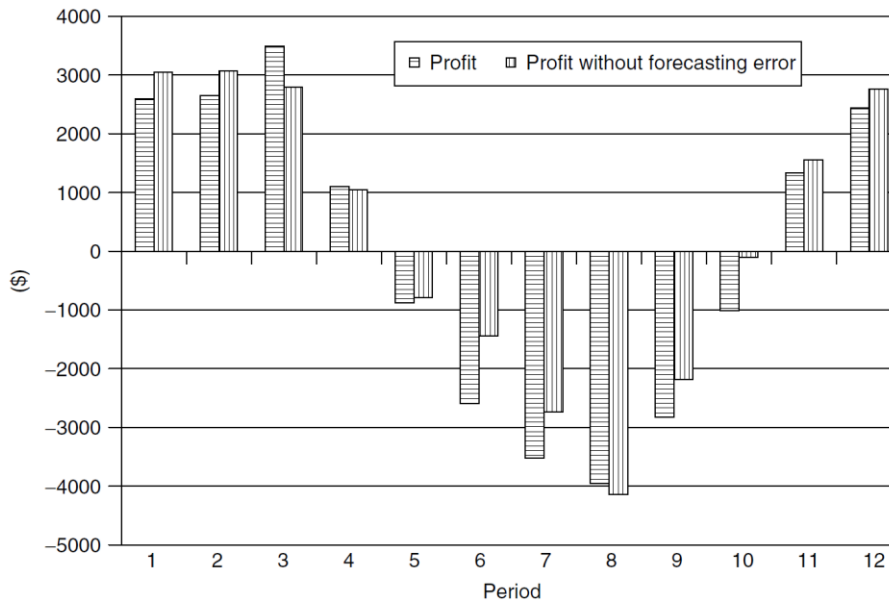
niži u ostalim danima. Ako se ovo ispostavi kao tipičan dan, maloprodajna cena će morati da bude povećana iznad prosečne nabavne cene električne energije (uključujući kupovinu na spot tržištu), koja za ovaj period iznosi 39.23 \$. Relativno visoki troškovi za balansiranje sugerišu da bi naš trgovac takođe mogao povećati profitabilnost poboljšanjem tačnosti svoje prognoze. Kao ilustracija, poslednja vrsta tabele pokazuje kakav bi bio profit ako bi se ispostavilo da je potražnja tačno jednaka prognozi i da prodavac nije bio prinuđen da kupuje na spot tržištu. Ako bi prognoza bila savršena tokom ovog perioda, naš trgovac bi ostvario profit od 2896 \$.



Sl. 4.1 Prognozirana i stvarna potrošnja za Primer 4.1



Sl. 4.2 Troškovi i cene za Primer 4.1



Sl. 4.3 Profit i gubici za Primer 4.1

4.3 Perspektiva proizvođača

U ovoj sekciji posmatraće se perspektiva generatorske kompanije koja nastoji da maksimizuje profit koji se dobija prodajom električne energije proizvedene od strane jedne generatorske jedinice pod nazivom jedinica i . Radi jednostavnosti, razmotriće se period od jednog sata i pretpostaviće se da sve količine ostaju konstantne tokom tog perioda. Maksimizacija profita iz ove jedinice tokom ovog sata može se izraziti kao razlika između prihoda koji se dobijaju prodajom električne energije koju ona proizvodi i troškova proizvodnje ove energije:

$$\max \Omega_i = \max[\pi \cdot P_i - C_i(P_i)] \quad (4.1)$$

gde je P_i snaga proizvedena od strane jedinice i tokom posmatranog sata, π je cena po kojoj se ova energija prodaje, a $C_i(P_i)$ su troškovi proizvodnje ove energije. Ako se pretpostavi da je jedina promenljiva nad kojom kompanija ima direktnu kontrolu proizvedena snaga od strane ove jedinice, neophodan uslov za optimalnost jednačine (4.1) je:

$$\frac{d\Omega_i}{dP_i} = \frac{d(\pi \cdot P_i)}{dP_i} - \frac{dC_i(P_i)}{dP_i} = 0 \quad (4.2)$$

Prvi član u prethodnom izrazu predstavlja marginalni prihod jedinice i , to jest prihod koji će kompanija dobiti za proizvodnju dodatnog MW tokom ovog sata. Drugi član predstavlja trošak proizvodnje ovog dodatnog MW, odnosno marginalni trošak. Da bi se maksimizovao profit, proizvodnja jedinice i mora se podesiti na nivo za koji je marginalni prihod jednak marginalnom trošku:

$$MR_i = MC_i \quad (4.3)$$

4.3.1 Savršena konkurencija

4.3.1.1 Osnovni dispečing

Ako je konkurencija savršena (ili ako je potencijalna proizvodnja jedinice veoma mala u poređenju sa veličinom tržišta), na cenu π ne utiču promene P_i . Tako se za marginalni prihod jedinice i dobija:

$$MR_i = \frac{d(\pi \cdot P_i)}{dP_i} = \pi \quad (4.4)$$

što izražava činjenicu da generator prihvata tržišnu cenu za svaki MWh koji proda. Pod ovim uslovima, ako su marginalni troškovi monotono rastuća funkcija proizvedene snage, proizvodna jedinica bi trebala povećati svoju proizvodnju (izlaz) do vrednosti kada su marginalni troškovi proizvodnje jednaki tržišnoj ceni:

$$\frac{dC_i(P_i)}{dP_i} = \pi \quad (4.5)$$

Marginalni troškovi uključuju troškove goriva, troškove održavanja i troškove svih ostalih uređaja koji zavise od proizvedene snage te jedinice. Troškovi koji nisu funkcija proizvedene električne energije u posmatranom periodu (npr. troškovi amortizacije postrojenja ili fiksni troškovi održavanja i troškovi osoblja) se ne uračunavaju u marginalni trošak i prema tome nisu relevantni kada se radi o donošenju kratkoročnih proizvodni odluka.

Sve dok je konkurencija idealna, proizvodnju svake generatorske jedinice treba odrediti pomoću jednačine (4.5). Pošto se cena prihvata kao takva, to podrazumeva da se sve proizvodne jedinice mogu podesiti nezavisno, čak iako proizvodna kompanija poseduje više od jedne jedinice. Kasnije će se razmotriti mnogo komplikovaniji slučaj u kojem je ukupni kapacitet proizvodnih jedinica u vlasništvu jedne kompanije dovoljno veliki da utiče na cenu energije.

4.3.1.2 Primer 4.2

Generatorske jedinice na fosilna goriva karakteriše ulazno-izlazna kriva koja određuju količinu goriva (obično izraženu u MJ/h ili MBTU/h) koja je potrebna za proizvodnju određene i konstantne električne izlazne snage u toku jednog sata.

Neka je data proizvodna jedinica na fosilno gorivo čiji je tehnički minimum 100 MW i čija je maksimalna snaga 500 MW. Na osnovu merenja, kriva troškova ove jedinice je estimirana jednačinom:

$$H_1(P_1) = 110 + 8.2P_1 + 0.002P_1^2 \text{ [MJ/h]}.$$

Satni troškovi rada ove jedinice dobija se množenjem ulazno-izlazne krive cenom goriva F u \$/MJ:

$$C_1(P_1) = 110F + 8.2FP_1 + 0.002FP_1^2 \text{ [$/h]}$$

Ako se pretpostavi da je cena uglja 1.3 \$/MJ, kriva troškova ove jedinice je:

$$C_1(P_1) = 143 + 10.66P_1 + 0.0026P_1^2 \text{ [$/h]}$$

Ako je na primer cena po kojoj se električna energija može prodati 12 \$/MWh, izlazna snaga ove jedinice treba da bude:

$$\frac{dC_1(P_1)}{dP_1} = 10.66 + 0.0052P_1 = 12 \text{ $/MWh} \Rightarrow P_1 = 257.7 \text{ MW}.$$

U praksi, optimalni dispečing jedne proizvodne jedinice je mnogo složeniji nego što sugeriše jednačina (4.5). U narednim sekcijama analiziraće se kako troškovi i tehničke karakteristike proizvodnih jedinica utiču na osnovni dispečing.

4.3.1.3 Ograničenja jedinica

Neka se pretpostavi da je maksimalna snaga P_i^{\max} koju može proizvesti generatorska jedinica i takva da je:

$$\left. \frac{dC_i(P_i)}{dP_i} \right|_{P_i^{\max}} \leq \pi. \quad (4.6)$$

Ova proizvodna jedinica bi prema tome trebala da proizvodi P_i^{\max} . Sa druge strane, ako je tehnički minimum proizvodne jedinice i takav da je

$$\left. \frac{dC_i(P_i)}{dP_i} \right|_{P_i^{\min}} > \pi, \quad (4.6)$$

ova jedinica ne može profitabilno generisati po toj ceni i jedini način da se izbegne gubitak novca je da se ova jedinica ugasi.

4.3.1.4 Primer 4.3

Proizvodna jedinica iz prethodnog primera treba da radi maksimalnom izlaznom snagom kad god je cena električne energije veća ili jednaka vrednosti:

$$\left. \frac{dC_1(P_1)}{dP_1} \right|_{500 \text{ MW}} = 10.66 + 0.0052 \cdot 500 = 13.26 \text{ \$/MWh.}$$

S druge strane ova jedinica ne može da radi profitabilno ako cena padne ispod vrednosti:

$$\left. \frac{dC_1(P_1)}{dP_1} \right|_{100 \text{ MW}} = 10.66 + 0.0052 \cdot 100 = 11.18 \text{ \$/MWh.}$$

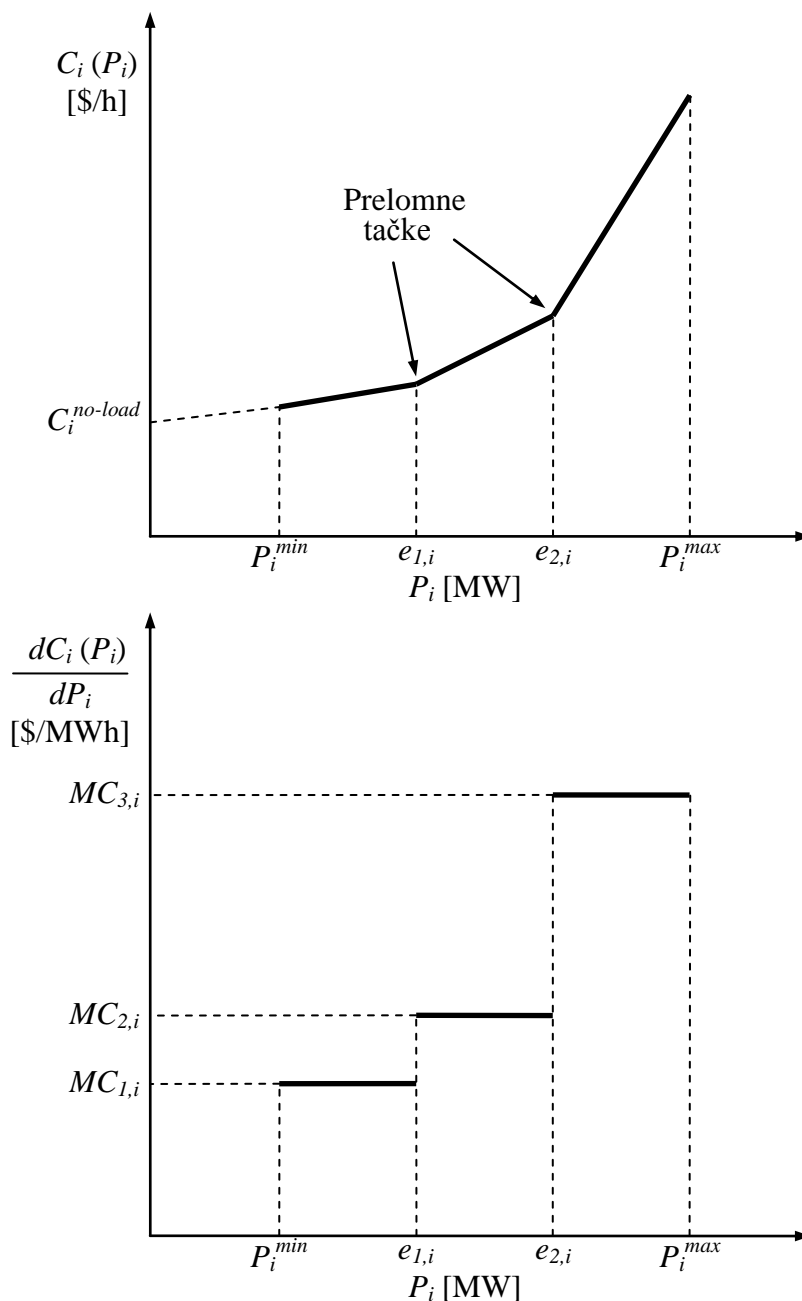
4.3.1.5 Parcijalno linearna kriva troškova (Piecewise linear cost curves)

Kriva troškova (ulazno-izlazna kriva) se formira na osnovu merenja pri radu generatorske jedinice na različitim nivoima izlazne snage. Čak i ako se uloži napor kako bi merenje bilo što je moguće tačnije, podaci obično ne leže duž glatke krive. Parcijalna (deo po deo) linearna interpolacija ovih podataka je prema tome podjednako prihvatljiva kao i kvadratna funkcija.

Sl. 4.4 prikazuje deo po deo linearnu kriva troškova i njenu pripadajuću krivu marginalnih troškova. Budući da je svaki segment krive troškova linearan, svaki segment krive marginalnih troškova je konstantan. Ovo proces angažovanja (dispečinga) jedinice prema cenama električne energije čini vrlo jednostavnim.

$$\begin{aligned} \pi < MC_{1,i} &\Rightarrow P_i = P_i^{\min} \\ MC_{1,i} < \pi < MC_{2,i} &\Rightarrow P_i = e_{1,i} \\ MC_{2,i} < \pi < MC_{3,i} &\Rightarrow P_i = e_{2,i} \\ MC_{3,i} < \pi &\Rightarrow P_i = P_i^{\max} \end{aligned} \tag{4.8}$$

Ako je cena tačno jednaka vrednosti jednog od segmenata krive marginalnih troškova, generisanje može imati bilo koju vrednost unutar tog segmenta. Marginalni trošak na tački preloma je jednak nagibu sledećeg segmenta, jer se granični trošak tradicionalno definiše kao trošak sledećeg MW, a ne trošak prethodnog MW.



Sl. 4.4. Deo po deo linearna kriva troškova i pripadajuća kriva marginalnih troškova

4.3.1.6 Primer 4.4

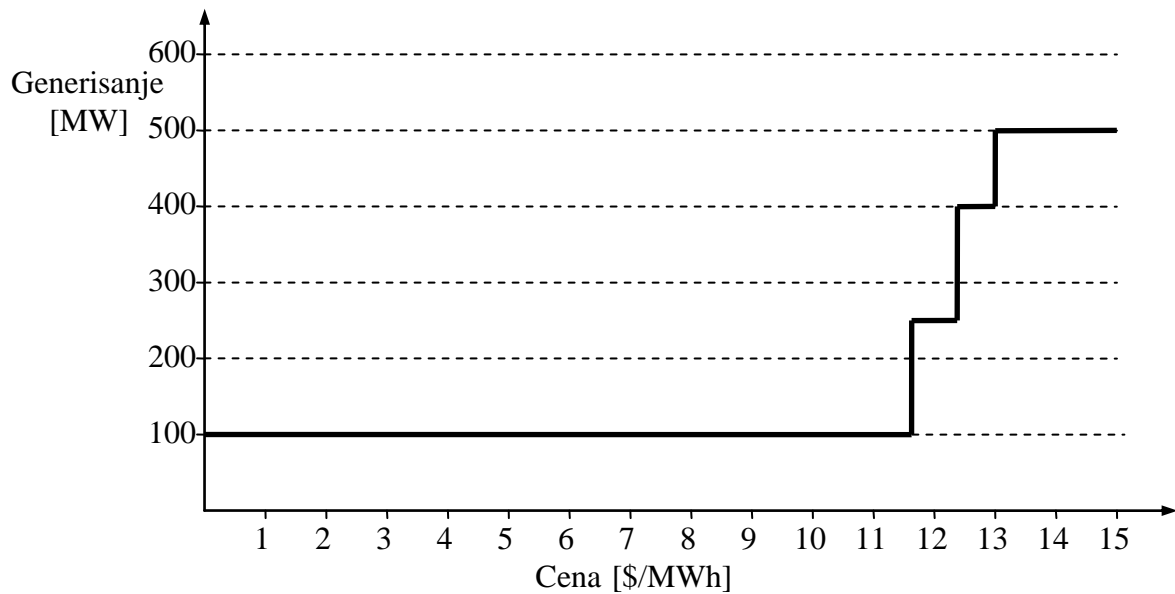
Kvadratna kriva troškova iz primera 4.2. može se aproksimovati sledećom tri segmentom deo po deo linearnom krivom:

$$100 \leq P_1 \leq 250, C_1(P_1) = 11.57P_1 + 78.0 \text{ [\$/h]}$$

$$250 \leq P_1 \leq 400, C_1(P_1) = 12.35P_1 - 117.0 \text{ [\$/h]}$$

$$400 \leq P_1 \leq 500, C_1(P_1) = 13.00P_1 - 377.0 \text{ [\$/h]}$$

Sl. 4.5 pokazuje kako bi ovu jedinicu trebalo angažovati prema promeni cene električne energije.



Sl. 4.5 Angažovanje jedinice iz Primera 4.4 kao funkcija promene cene

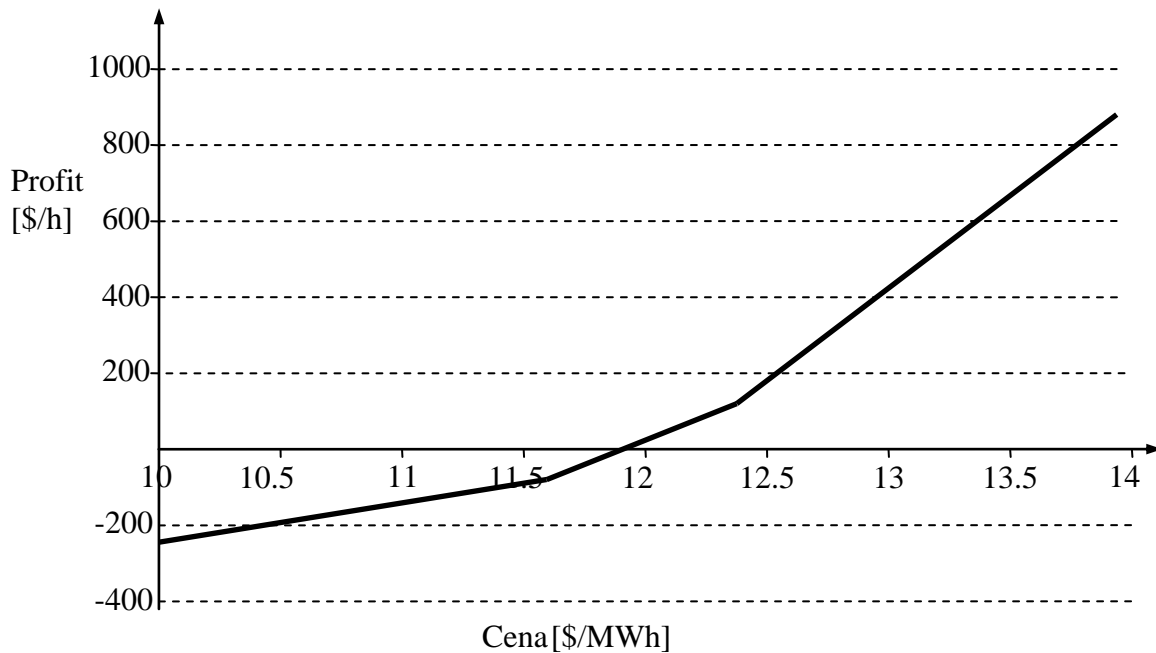
4.3.1.7 Troškovi neopterećenja (No-load cost)

Proizvođač ne odlučuje o količini električne energije koju će prodati isključivo na osnovu poređenja između tržišne cene i marginalnih troškova proizvodnje. Angažovanje proizvodne jedinice na takav način da je njen marginalni trošak jednak tržišnoj ceni ne garantuje da će se ostvariti profit. Proizvođači takođe moraju uzeti u obzir kvazi fiksne troškove vezane za rad generatorske jedinice, odnosno troškove koji nastaju kada jedinica proizvodi, ali koji nezavise od količine proizvedene energije. Prva vrsta kvazi fiksnih troškova su troškovi kada je jedinica uključena ali nije opterećena izlaznom snagom (*no-load cost*). Ako je moguće da jedinica ostane povezana na sistem bez proizvodnje električne energije, trošak neopterećenja predstavlja troškove goriva potrebnog za održavanje jedinice u operativnom stanju. Ovakav način rada nije moguć za većinu termičkih generatora. Troškovi neopterećenja su u tom slučaju jednostavno konstantni članovi krive troškova i nemaju fizičko značenje.

4.3.1.8 Primer 4.5

Ako se pretpostavi da je jedinica iz Primera 4.4 uvek optimalno angažovana u odnosu na varijacije cene, to bi značilo da se ona angažuje prema Sl. 4.5. Sl. 4.6 pokazuje da njen profit raste s porastom cene električne energije prema deo po deo linearnom modelu. Zbog

troškova neopterećenja (*no-load cost*), jedinica postaje profitabilna tek kada cena dostigne vrednost 11.882 \$/MWh.



Sl. 4.6. Profit proizvodne jedinice iz Primera 4.4 kada je ova jedinica optimalno angažovana u zavisnosti od promene cene električne energije

4.3.1.9 Raspored angažovanja (Scheduling)

Pošto se potražnja za električnom energijom menja tokom vremena, cena koju generator dobija za proizvodnju varira. Kao što se videlo u prethodnom poglavlju, cena električne energije je obično konstantna u vremenskom periodu čije je trajanje od nekoliko minuta do jednog sata u zavisnosti od tržišta. Za profil cena koji bi bio poznat za jedan dan ili duže, gore opisana optimizacija može se ponoviti za svaki period odvojeno. Nažalost, dobijeni raspored proizvodnje neće biti optimalan jer zanemaruje trošak pokretanja generatorskih jedinica. Takođe, ovaj pristup ignoriše ograničenja prelaza generatorskih jedinica iz jednog u drugo operativno stanje. Druge ekonomske mogućnosti i ograničenja po pitanju životne sredine takođe mogu uticati na optimizaciju prodaje električne energije. O različitim vrstama ograničenja biće priče u nastavku.

Generatorske jedinice koje imaju velike troškove startovanja ili moraju poštovati restriktivna ograničenja neće prema tome maksimizovati svoj profit ako je njihova izlazna snaga optimizovana tokom svakog perioda pojedinačno. Umesto toga, njihov raspored angažovanja mora biti planiran na horizontu od jednog dana do nedelje ili više. Ovaj problem ima neke sličnosti sa problemom angažovanja jedinica (*unit commitment*) koji monopolske

kompanije rešavaju kako bi odredile kako da zadovolje određeni profil opterećenja sa minimalnim troškovima sa datim skupom generatorskih jedinica. Suština oba problema je uravnotežiti kvazi-fiksne i varijabilne troškove, uz zadovoljenje ograničenja. Kod problema angažovanja jedinica (*unit commitment*), proizvodnja svih jedinica je zajedno optimizovana, jer njihova ukupna snaga mora biti jednaka ukupnom opterećenju. Sa druge strane, ako pretpostavimo da je generator taj koji prihvata cenu (*price taker*), njegova proizvodnja može biti optimizovana nezavisno od proizvodnje drugih generatora. Čak i kada ova aproksimacija o prihvatanju cene važi, određivanje rasporeda angažovanja s ciljem maksimizovanja profita je računski komplikovano. Diskretna (uključena/isključena) priroda nekih upravljačkih promenljivih čini problem nekonveksnim i dosledno uvažavanje ograničenja značajno povećava dimenzionalnost problema. Optimizacione tehnike poput dinamičkog ili mešovitog celobrojnog programiranja mogu se uspešno koristiti za rešavanje ovog problema.

Optimalno angažovanje proizvodne jedinice tokom vremenskog perioda zahteva prognozu cene električne energije za svaki period. Greške koje su neizbežne u takvoj prognozi imaju uticaj na optimalnost rasporeda angažovanja. Prognozirati cene tačno je izuzetno kompleksno zbog velikog broja uticajnih faktora i nedostatka informacija o nekim od ovih faktora. Pošto cena električne energije zavisi od tržišne ravnoteže, na nju utiču i potrošnja i generisanje. Na strani potrošnje, svi vremenski, meteorološki, ekonomski i posebni faktori koji se koriste u prognozi opterećenja moraju se uzeti u obzir prilikom prognoziranja cena. Strana generisanja je još problematičnija zbog nekih događaja koji se dešavaju slučajno (npr. kvar generatora), a drugi nisu uvek unapred javno objavljeni (npr. remontu).

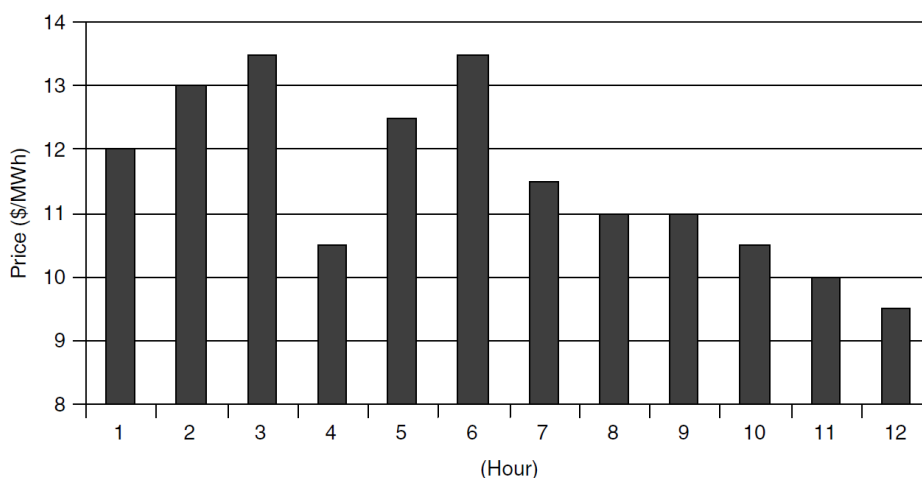
4.3.1.10 Troškovi pokretanja (Start-up cost)

Troškovi pokretanja generatorske jedinice predstavljaju trošak da se ova jedinica pokrene iz stanja isključenosti i bude spremna za proizvodnju. Ovo je prema tome još jedna vrsta kvazi fiksnih troškova. Dizel generatori i gasne turbine otvorenog ciklusa imaju niske troškove pokretanja, jer jedinice ovog tipa se brzo pokreću. Sa druge strane, velike termičke jedinice zahtevaju znatnu količinu toplotne energije pre nego što temperatura i pritisak pare budu dovoljni da omoguće proizvodnju električne energije. Ove jedinice prema tome imaju velike troškove startovanja. Da bi maksimizovali profitabilnost termičke jedinice, ovi troškovi startovanja moraju biti amortizovani tokom dužeg perioda. Ovo može podrazumevati i rad jedinice sa gubitkom u periodu od nekoliko sati, umesto da se isključi i ponovo uključi uz trošak startovanja kada se cene ponovo povećaju.

4.3.1.11 Primer 4.6

U ovom primeru biće analizirano kako termoelektranu iz Primera 4.2 treba angažovati u periodu od nekoliko sati. Pretpostaviće se da je cena po kojoj se električna energija može prodati poznata na satnom nivou pri čemu su cene za narednih nekoliko sati prikazane na Sl. 4.7. Pretpostaviće se da je generatorska jedinica započela rad u 1. satu i da troškovi pokretanja jedinice (*start-up cost*) iznose 600 \$. U tabeli su dati rezultati.

Sat	1	2	3	4	5	6	7
Cena [\$/MWh]	12.0	13.0	13.5	10.5	12.5	13.5	11.5
Proizvodnja [MW]	257.7	450.0	500.0	100.0	353.8	500.0	161.5
Prihod [\$]	3092	5850	6750	1050	4423	6750	1858
Troškovi proizvodnje [\$]	3063	5467	6123	1235	4240	6123	1933
Troškovi pokretanja [\$]	600	0	0	0	0	0	0
Ukupni troškovi [\$]	3663	5467	6123	1235	4240	6123	1933
Profit [\$]	-571	383	627	-185	183	627	-75
Kumulativni profit [\$]	-571	-188	439	254	437	1064	989



Sl. 4.7 Cena električne energije za Primer 4.6.

Prva stvar koju treba primetiti je da se optimalno generisanje znatno menja u zavisnosti od promene cena električne energije. Jedinica generiše maksimalnu snagu u satima 3 i 6 i minimalnu snagu u satu 4. Jedinice beleži deficit u satu 1 zbog troškova pokretanja jedinice. U satu 3, ovaj početni trošak je pokriven i jedinica počinje da ostvaruje profit. Cena u satu 4 je toliko niska da jedinica pravi gubitak iako radi sa minimalnom snagom. Međutim, neisključivanje jedinice u ovom satu je najbolja odluka, jer se izbegavaju troškovi ponovnog

pokretanja u satu 5. U satu 7 jedinica beleži deficit iako ne radi na minimalnom kapacitetu. To je zato što jedinica ne generiše dovoljno da bi pokrila troškove rada bez opterećenja (*no load cost*). Ako bi se trend smanjivanja cena nastavio u narednih nekoliko sati, najbolja strategija bi bila da se jedinica isključi na kraju sata 6 i da se sačeka povećanje cene pre ponovnog uključjenja.

4.3.1.12 Dinamička ograničenja

Pokretanje ili isključivanje termoagregata ili čak povećanje ili smanjenje proizvodnje za neku vrednost uzrokuju značajna mehanička naprezanja. Prekomerna naprezanja štete agregatu i skraćuju mu radni vek. Zbog toga se ograničavaju takve akcije kako bi se zaštitila ova skupa oprema. Ove zaštitne mere imaju dugoročnu korist, ali kratkoročne troškove. Konkretno, postavljanje ograničenja na brzinu kojom jedinica može povećati ili smanjiti proizvodnju može da spreči da jedinica postigne svoj ekonomski optimalan nivo izlazne snage u uzastopnim vremenskim periodima. Minimizovanje troškova ovih ograničenja zahteva da se rad proizvodne jedinice optimizuje tokom najmanje nekoliko sati.

Da bi se ograničila šteta prouzrokovana čestim uključenjima i isključenjima, kao ograničenje postavlja se minimalan broj sati za koje termoagregat mora ostati povezan na sistem nakon startovanja. Slično ograničenje se obično stavlja i na broj sati koje jedinica mora ostati u stanju mirovanja kada je isključena. Ove granice daju dovoljno vremena da temperaturni gradijenti u turbini opadnu. Ova minimalna vremena uključenosti i isključenosti redukuju mogućnosti za promenu statusa uređaja i mogu imati značajan uticaj na optimalni raspored angažovanja. Na primer, minimalno vreme isključenosti može da primora jedinicu da nastavi generisanje sa gubitkom tokom kraćeg perioda sa niskim cenama, jer bi njeno isključivanje onemogućilo kasnije da ostvari veći profit kada cena bude viša.

4.3.1.13 Ekološka ograničenja

Elektrane se moraju pridržavati propisa o zaštiti životne sredine koji mogu uticati na njihovu sposobnost da rade na ekonomičnom optimalnom nivou. Emisije određenih gasova iz elektrana na fosilna goriva se sve više kontrolišu. U nekim slučajevima nivoi emisije određenih materija u atmosferi su ograničeni, čime se smanjuje maksimalna izlazna snaga elektrane. U drugim slučajevima, ograničava se ukupna količina emisije zagađivača u toku jedne godine, čime se stavlja složeno integralno ograničenje na rad elektrane.

Iako hidroelektrane ne emituju materije koje zagađuju i fleksibilnije su od termoelektrana, kod njih mogu postojati ograničenja kod upotrebe vode. Ova ograničenja su

proizašla iz potrebe da se osigura dostupnost vode za rekreaciju ili da se pomogne reprodukcija ugroženih vrsta ribe. Voda mora biti dostupna i za navodnjavanje kao i za druge hidroelektrane. Optimizacija rada hidroelektrana je veoma složen problem, posebno u rečnim slivovima sa više međusobno povezanih hidroelektrana (kaskadne hidroelektrane).

4.3.1.14 Ostale ekonomske mogućnosti

Količina električne energije koju proizvode kombinovane toplane i elektrane (termoelektrane toplane) često se određuje potrebama povezanih industrijskih procesa. Mogućnosti takvih postrojenja da prodaju energiju na tržištu električne energije mogu biti ograničene.

Osim električne energije, generatori mogu pružati i druge usluge kao što su rezervni kapacitet, praćenje opterećenje, regulacija frekvencije i regulacija napona. Ove druge usluge, koje se obično nazivaju pomoćnim ili sistemskim uslugama (*ancillary or system services*), predstavljaju izvor prihoda koji se razlikuje od prodaje električne energije. O ovim uslugama biće reči u Poglavlju 5. Sada se jednostavno mora naglasiti da na mogućnost proizvođača da trguje električnom energijom mogu uticati ugovori koje je sklopio za pružanje pomoćnih usluga. Slično, proizvodnja električne energije može umanjiti sposobnost generatora za pružanje pomoćnih usluga.

4.3.2 Proizvoditi ili kupiti

Posmatraće se slučaj generatorske kompanije koja je potpisala ugovor za snabdevanje datog opterećenja L u toku jednog sata. Neka se pretpostavi da je ova kompanija odlučila da ispuni svoju ugovorenu obavezu koristeći svojih N proizvodnih postrojenja. Očigledno je da će pokušati proizvesti potrebnu energiju s minimalnim troškovima. Matematički, ovo se može formulisati kao sledeći optimizacioni problem:

$$\min \sum_{i=1}^N C_i(P_i), \text{ p.o. } \sum_{i=1}^N P_i = L \quad (4.9)$$

gde P_i predstavlja proizvodnju jedinice i , a $C_i(P_i)$ troškove proizvodnje ove snage/energije jedinice i . Rešavanje ovog optimizacionog problema najlakše se rešava formiranjem Lagranžove funkcije ℓ koja kombinuje objektivnu funkciju i ograničenje:

$$\ell(P_1, P_2, \dots, P_N) = \sum_{i=1}^N C_i(P_i) + \lambda \left(L - \sum_{i=1}^N P_i \right) \quad (4.10)$$

gde je λ nova promenljiva koja se naziva Lagranžov multiplikator.

Izjednačavanje parcijalnih izvoda Lagranžove funkcije sa nulom daje potrebne uslove optimalnosti i omogućava dobijanje optimalnog rešenja.

$$\begin{aligned}\frac{d\ell}{dP_i} &= \frac{dC_i}{dP_i} - \lambda = 0, \forall i = 1, \dots, N \\ \frac{d\ell}{d\lambda} &= \left(L - \sum_{i=1}^N P_i \right) = 0\end{aligned}\tag{4.11}$$

Iz ovih uslova optimalnosti može se zaključiti da sve proizvodne jedinice treba da proizvode sa istim marginalnim troškovima pri čemu je ovaj marginalni trošak jednak vrednosti Lagranžovog multiplikatora λ :

$$\frac{dC_1}{dP_1} = \frac{dC_2}{dP_2} = \dots = \frac{dC_N}{dP_N} = \lambda\tag{4.12}$$

Vrednost Lagranžovog multiplikatora je prema tome jednaka troškovima proizvodnje dodatnog MWh sa bilo kojom od proizvodnih jedinica. Zbog toga se ovaj Lagranžov multiplikator često naziva cena iz senke (*shadow price*) električne energije.

Neka se pretpostavi da ova generatorska kompanija može učestvovati na spot tržištu električne energije. Ako je tržišna cena π niža od cene iz senke λ pri kojoj može proizvoditi energiju, naša generatorska kompanija bi trebala kupovati energiju na tržištu i redukovati sopstvenu proizvodnju do nivoa za koji je:

$$\frac{dC_1}{dP_1} = \frac{dC_2}{dP_2} = \dots = \frac{dC_N}{dP_N} = \pi\tag{4.13}$$

Ako je količina energije o kojoj se radi značajna, tržište možda neće biti dovoljno likvidno za obavljanje transakcija bez povećanja cene π . Ovo pitanje će se detaljnije razmotriti u sledećem poglavlju.

4.3.2.1 Primer 4.7

Opterećenje od 300 MW malog elektroenergetskog sistema mora biti napojeno sa minimalnim troškovima sa dva termo agregata i jednom protočnom hidroelektranom. Hidroelektrana generiše konstantnu snagu od 40 MW, a funkcije troškova termoelektrana date se sledećim izrazima:

$$\text{Agregat A: } C_A = 20 + 1.7P_A + 0.04P_A^2 \text{ [$/h]},$$

$$\text{Agregat B: } C_B = 16 + 1.8P_B + 0.03P_B^2 \text{ [$/h]}.$$

Pošto su varijabilni operativni troškovi hidro jedinice zanemarljivi, Lagranžova funkcija za ovaj optimizacioni problem može se napisati na sledeći način:

$$\ell = C_A(P_A) + C_B(P_B) + \lambda(L - P_A - P_B)$$

gde je L potrošnja od 260 MW koju termoagregati moraju da proizvedu.

Izjednačavanjem parcijalnih izvoda Lagranžove funkcije sa nulom dobijaju se potrebni uslovi optimalnosti:

$$\frac{d\ell}{dP_A} = 1.7 + 0.08P_A - \lambda = 0,$$

$$\frac{d\ell}{dP_B} = 1.8 + 0.06P_B - \lambda = 0,$$

$$\frac{d\ell}{d\lambda} = L - P_A - P_B = 0.$$

Rešavanje ovog sistema jednačina po λ , dobija se marginalni trošak električne energije u ovom sistemu za dato opterećenje:

$$\lambda = 10.67 \text{ \$/MWh.}$$

Optimalne snage agregata su:

$$P_A = 112.13 \text{ MW,}$$

$$P_B = 147.87 \text{ MW.}$$

Zamenom ovih vrednosti u funkcije troškova, mogu se naći ukupni troškovi napajanja datog opterećenja:

$$C = C_A(P_A) + C_B(P_B) = 1,651.63 \text{ \$/h.}$$

4.3.3 Nesavršena konkurencija

Kada konkurencija nije savršena, neke firme (strateški igrači) mogu da utiču na tržišnu cenu kroz svoje postupke. Često je uobičajeno da se tržište električne energije sastoji od nekoliko strateških igrača i određenog broja onih koji prihvataju cene (*price takers*). Kompanija koja poseduje više od jedne proizvodne jedinice verovatno će imati veći uticaj na tržišnu cenu ako optimizuje kombinovanu proizvodnju celokupnog broja svojih jedinica. Optimizacija proizvodnje svake jedinice posebno ne bi maksimizovala profit kompanije. Zbog toga je ukupan profit firme koja poseduje više proizvodnih jedinica:

$$\Omega_f = \pi \cdot P_f - C_f(P_f) \quad (4.14)$$

gde P_f predstavlja ukupnu proizvodnju svih jedinica koje kontroliše ova kompanija, dok $C_f(P_f)$ predstavlja minimalni trošak pri kojem ova kompanija može proizvoditi ovu snagu. Sada se može pretpostaviti da tržišna cena π više nije veličina koja je van kontrole bilo kog jedinstvenog učesnika na tržištu. Slično, može se pretpostaviti, da snaga koju kompanija f

prodaje ne zavisi samo od njenih sopstvenih odluka, već i od odluka njenih konkurenata. Zbog toga će se jednačina (4.14) modifikovati kako bi obuhvatila ove zavisnosti:

$$\Omega_f = \Omega_f(X_f, X_{-f}) \quad (4.15)$$

gde X_f predstavljaju odluke kompanije f , a X_{-f} predstavljaju odluke njenih konkurenata.

Jednačina (4.15) pokazuje da firma f ne može optimizirati svoj profit u izolaciji (bez uticaja drugih učesnika). Ona mora da razmotri šta će druge firme učiniti. Na prvi pogled to može izgledati veoma teško jer su ove kompanije konkurentne i razmena informacija bi bila nezakonita. Međutim, razumno je pretpostaviti da se sve kompanije ponašaju racionalno, odnosno da svi pokušavaju maksimizirati svoj profit. Drugim rečima, za svako preduzeće f moramo naći odluke X_f^* takve da

$$\Omega_f(X_f^*, X_{-f}^*) \geq \Omega_f(X_f, X_{-f}^*) \quad \forall f \quad (4.16)$$

gde X_{-f}^* predstavlja optimalnu.

Ovakvi interaktivni optimizacioni problemi daju ono što se u teoriji igara naziva nekooperativna igra (*noncooperative game*). Rešenje takve igre, ako postoji, naziva se Nashova ravnoteža (*Nash equilibrium*) i predstavlja tržišnu ravnotežu pri nesavršenoj konkurenciji.

Predstavljanje moguće akcije ili odluke kompanije generičkom promenljivom X_f omogućava da se elegantno formuliše problem, ali sakriva činjenicu da rešenje jednačine (4.16) zavisi od toga kako modelujemo strateške interakcije između firmi. U sledećim sekcijama biće govora o tri modela koji su predloženi u literaturi.

4.3.3.1 Bertrand-ova interakcija ili igra cenama

Ako se pretpostavi da je interakcija između učesnika prema Bertrandovom modelu, cena po kojoj svaka kompanija nudi svoju električnu energiju je jedina kontrolna promenljiva:

$$X_f = \pi_f, \quad \forall f \quad (4.17)$$

Količina energije koju je kompanija f prodala je, prema tome, funkcija sopstvene ponuđene cene i ponuđene cena svojih konkurenata. Prihodi kompanije f su tada:

$$\pi \cdot P_f = \pi \cdot P_f(\pi_f, \pi_{-f}^*) \quad (4.18)$$

Firma f deluje na način kao da njeni konkurenti ne mijenjaju svoje ponuđene cene prema svojim odlukama. Za robu kao što je električna energija, f može prodati koliko god želi, sve dok je njegova cena niža od cena svojih konkurenata:

$$P_f(\pi_f, \pi_{-f}^*) = \begin{cases} P_f & \text{ako } \pi_f \leq \pi_{-f}^* \\ 0 & \text{u suprotnom} \end{cases} \quad (4.19)$$

Kao što je rečeno u Poglavlju 2, pretpostavka da konkurencija neće prilagoditi svoje cene je nerealna. Prema ovom modelu, tržišna cena će biti jednaka marginalnim troškovima proizvodnje najefikasnije kompanije. S jedne strane, nijedna firma ne može ponuditi nižu cenu, a da ne napravi gubitke. Sa druge strane, viša cena nije održiva, jer će je najefikasnija kompanija sniziti.

Ako kompanije imaju različite proizvode (npr. ako firma f prodaje "zelenu" električnu energiju, a druga ne), odnos između prodane količine i cene je složeniji od jednačine (4.19) i viša cena može biti održiva.

4.3.3.2 Cournot-ova interakcija ili igra količinama

Kod ovog modela svaka firma se odlučuje za količinu koju će proizvesti:

$$X_f = P_f, \forall f \quad (4.20)$$

Cena je zatim određena inverznom funkcijom potražnje na tržištu, koja izražava tržišnu cenu kao funkciju ukupne količine energije kojom se trguje

$$\pi = \pi(P_f + P_{-f}) = \pi(P) \quad (4.21)$$

Ako kompanija f pretpostavi da njeni konkurenti neće menjati količinu energije koju proizvode, njen prihod je:

$$\pi \cdot P_f = \pi(P_f + P_{-f}) \cdot P_f \quad (4.22)$$

Njen marginalni prihod prema tome je:

$$MR_f = \frac{\partial(\pi(P) \cdot P_f)}{\partial P_f} = \pi + \frac{\partial \pi}{\partial P_f} \cdot P_f \quad (4.23)$$

Cournot-ov model sugerise da bi firme mogle biti u stanju da održe cene koje su veće od marginalnih troškova proizvodnje, sa razlikom koja je određena elastičnošću cena potražnje. Numerički rezultati dobijeni sa Cournot-ovim modelima su veoma osetljivi na ovu elastičnost. Konkretno, za robu kao što je električna energija koja ima veoma nisku elastičnost, ravnotežna cena izračunata primenom Cournot-ovog modela ima tendenciju da bude veća od cena na stvarnom tržištu.

4.3.3.3 Primer 4.8

Razmotriće se slučaj tržišta gde se dve kompanije (A i B) takmiče za snabdevanje električnom energijom. Pretpostaviće se da su empirijska istraživanja pokazala da je kriva inverzne potražnje u određenom satu:

$$\pi = 100 - D \text{ [$/MWh]} \quad (4.24)$$

gde je D potražnja za električnom energijom u tom satu. Neka je pretpostavka da kompanija A može da proizvodi jeftinije od kompanije B:

$$\begin{aligned} C_A &= 35 \cdot P_A \text{ [$/h]} \\ C_B &= 45 \cdot P_B \text{ [$/h]} \end{aligned} \quad (4.25)$$

Ako se pretpostavi model Bertranda za takmičenje na ovom tržištu, kompanija A bi dala cenu nešto nižu od marginalnih troškova proizvodnje kompanije B, (tj. 45 \$/MWh) i preuzela bi celo tržište. Po toj ceni, potražnja bi bila 55 MWh, a kompanija A bi ostvarila profit od 550 \$. Po toj ceni kompanija B bi izgubila novac za svaki MWh koji bi prodala i zbog toga će odlučiti da ne proizvede ništa. Očigledno ne bi napravila nikakav profit.

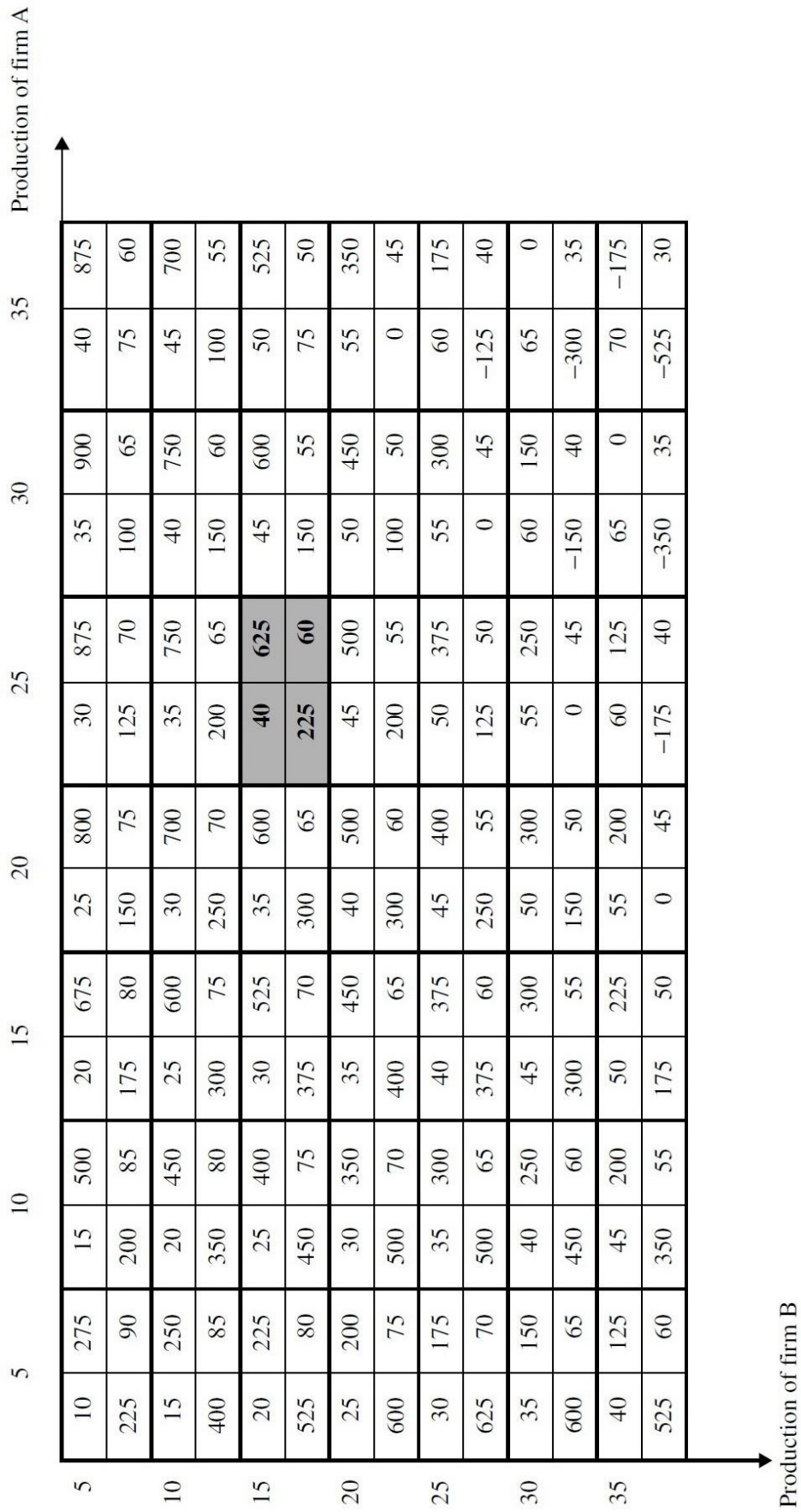
S druge strane, ako se pretpostavi Cournot-ov model konkurencije, stanje tržišta se određuje proizvodnim odlukama koje donosi svaka kompanija. Neka se pretpostavi da su kompanije A i B odlučile da proizvedu 5 MWh. Prema Cournot-ovom modelu, tržišna cena mora biti takva da je potražnja jednaka ukupnoj proizvodnji. Ukupna potražnja će biti 10 MWh, a prema jednačini (4.24), tržišna cena će biti 90 \$/MWh. S obzirom na tržišnu cenu i proizvodnju, lako se može zaključiti da su kompanije A i B ostvarile profit od 275 \$ i 225 \$, respektivno. Sledeća ćelija sumira ovo stanje na tržištu:

10	275
225	90

Potražnja	Profit A
Profit B	Cena

Značenje svake pozicije u ćeliji je dato u tabeli pored ćelije. Slične ćelije se mogu generisati za druge kombinacije proizvodnje. Ove kombinacije su prikazane u Tabeli 4.3. Ova tabela ilustruje interakciju dve kompanije prema Cournot-ovom modelu konkurencije.

Tabela 4.3. Ilustracija Cournot-ovog modela za slučaj dve kompanije



U gornjem levom uglu tabele, generatori podižu cenu ograničavajući proizvodnju. Kako se proizvodnja povećava (tj. ako se pomeramo desno ili dole kroz tabelu), cena se smanjuje, a potražnja se povećava. U donjem desnom uglu tabele, tržište je "preplavljeno" i cena pada ispod marginalnih troškova proizvodnje kompanije B, što dovodi do toga da ona gubi novac. Među mogućnostima prikazanim u Tabeli 4.3, kompanija A bi volela situaciju u kojoj proizvodi 30 MWh, a B proizvodi 5 MWh jer bi to maksimizovalo njen profit. Slično, kompanija B bi želela da kompanija A proizvede samo 5 MWh, da bi ona mogla proizvesti 25 MWh i tako maksimizovala sopstveni profit. Tržište se neće zatvoriti/uravnotežiti ni u jednoj od ovih situacija jer nisu u najboljem interesu druge kompanije. Umesto toga, tržište će se usmeriti na Nash-ovu ravnotežu, gde ni jedna firma ne može povećati svoj profit kroz sopstvene akcije. Označena ćelija u Tabeli 4.3 odgovara ovoj ravnoteži. Dobit kompanije A (625 \$) je najveći koji može ostvariti u tom redu tebele, tj. prilagođavanjem sopstvene proizvodnje. Slično tome, profit kompanije B (225 dolara) je najveći u ovoj koloni. Prema tome, ni jedna firma nema podsticaj da proizvede bilo koji drugi iznos. Dok kompanija A zauzima veći udeo na tržištu jer su njeni marginalni troškovi proizvodnje niži, to ne izbacuje kompaniju B potpuno van tržišta. Ove firme uspevaju da održe cenu koja je mnogo viša od marginalnih troškova proizvodnje. Ova cena je takođe viša od vrednosti predviđene modelom Bertrand.

Umesto da se konstruiše tabela koja prikazuje sve moguće proizvodnje, problem se može matematički formulisati i rešiti. Pošto svaka firma koristi količinu koju proizvede kao upravljачku promenljivu, profit svake firme se može dati sledećim izrazima:

$$\Omega_A(P_A, P_B) = \pi(D) \cdot P_A - C_A(P_A) \quad (4.26)$$

$$\Omega_B(P_A, P_B) = \pi(D) \cdot P_B - C_B(P_B) \quad (4.27)$$

gde $\pi(D)$ predstavlja inverznu krivu potražnje. Ako svaka kompanija pokuša da maksimizuje svoj profit, imamo dva optimizaciona problema. Ova dva optimizaciona problema ne mogu se rešavati odvojeno, jer se obe kompanije takmiče na istom tržištu i ponuda mora biti jednaka potražnji. Prema tome mora da važi

$$D = P_A + P_B \quad (4.28)$$

Za svaki od ovih problema mogu se napisati uslovi za optimalnost:

$$\frac{\partial \Omega_A}{\partial P_A} = \pi(D) + P_A \cdot \frac{\partial \pi}{\partial D} \cdot \frac{\partial D}{\partial P_A} - \frac{\partial C_A}{\partial P_A} = 0 \quad (4.29)$$

$$\frac{\partial \Omega_B}{\partial P_B} = \pi(D) + P_B \cdot \frac{\partial \pi}{\partial D} \cdot \frac{\partial D}{\partial P_B} - \frac{\partial C_B}{\partial P_B} = 0 \quad (4.30)$$

Zamenom veličina koje su date jednačinama (4.24) i (4.25) u jednačine (4.29), (4.30) i (4.28) dobijaju se sledeće zavisnosti:

$$P_A = \frac{1}{2}(65 - P_B) \quad (4.31)$$

$$P_B = \frac{1}{2}(55 - P_A) \quad (4.32)$$

Simultanim rešavanje ove dve jednačine dobija se ista tržišna ravnoteža kao ona koja je određena formiranjem Tabele 4.3:

$$P_A = 25 \text{ MWh}, P_B = 15 \text{ MWh}, D = 40 \text{ MWh}, \pi = 60 \text{ \$/MWh}.$$

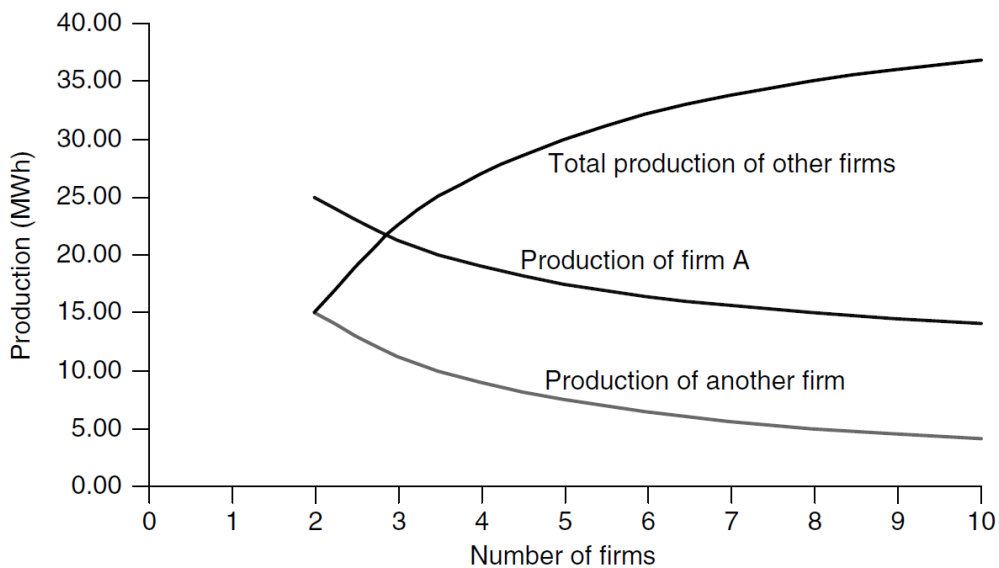
4.3.3.4 Primer 4.9

Podaci iz prethodnog primera pružaju priliku da se istraži šta se dešava kada se povećava broj kompanija koje se takmiče na tržištu. Radi jednostavnosti razmotriće se slučaj u kome se kompanija A takmiči protiv većeg broja kompanija koje su identične kompaniji B. Uslovi optimalnosti jednačini (4.29) ili (4.30) mogu se napisati za svaku od ovih firmi, i ovaj sistem jednačina može se rešiti zajedno sa relacijom inverzne potražnje (4.24) i jednačinom koja pokazuje da se sve ove kompanije takmiče na istom tržištu:

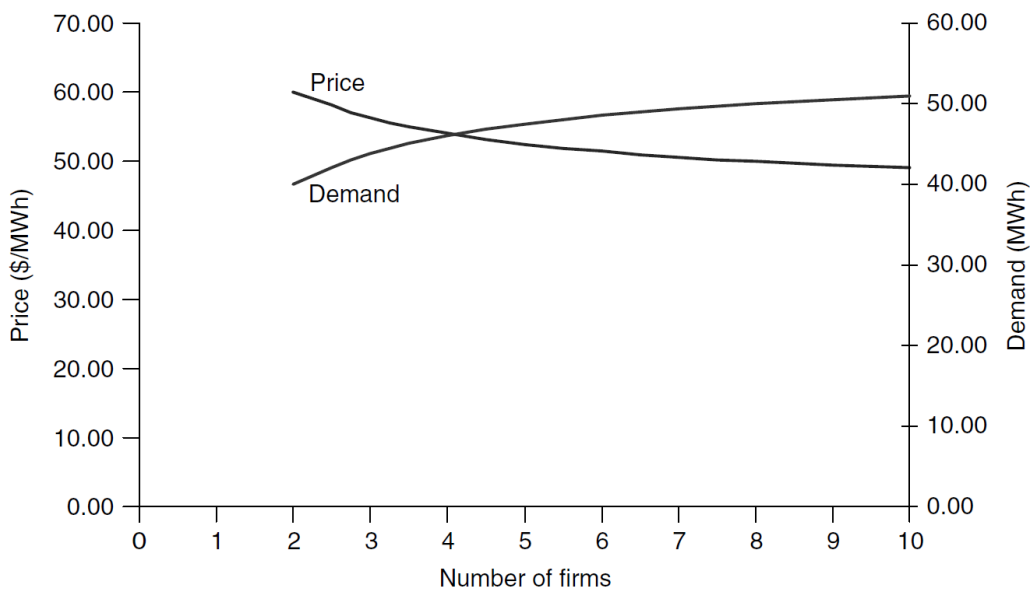
$$D = P_A + P_B + \dots + P_N \quad (4.33)$$

gde N predstavlja broj kompanija koje se takmiče na ovom tržištu. U ovom konkretnom slučaju, ove jednačine lako se rešavaju za proizvoljan broj firmi, jer su firme B do N identične i time proizvode istu količinu energije. Pošto firma A proizvodi električnu energiju po nižim troškovima nego druge firme, ona ima konkurentsku prednost na ovom tržištu. Sl. 4.8 pokazuje da ona uvek proizvodi više od bilo koje druge firme. Iako se njen tržišni udeo smanjuje s povećanjem broja konkurentskih firmi, on ne teži nuli kao pojedinačni udio kod drugih firmi. Sa Sl. 4.9 može se videti da povećanje broja konkurentskih kompanija smanjuje tržišnu cenu, čak i ako nove kompanije imaju iste marginalne troškove proizvodnje kao i postojeće.

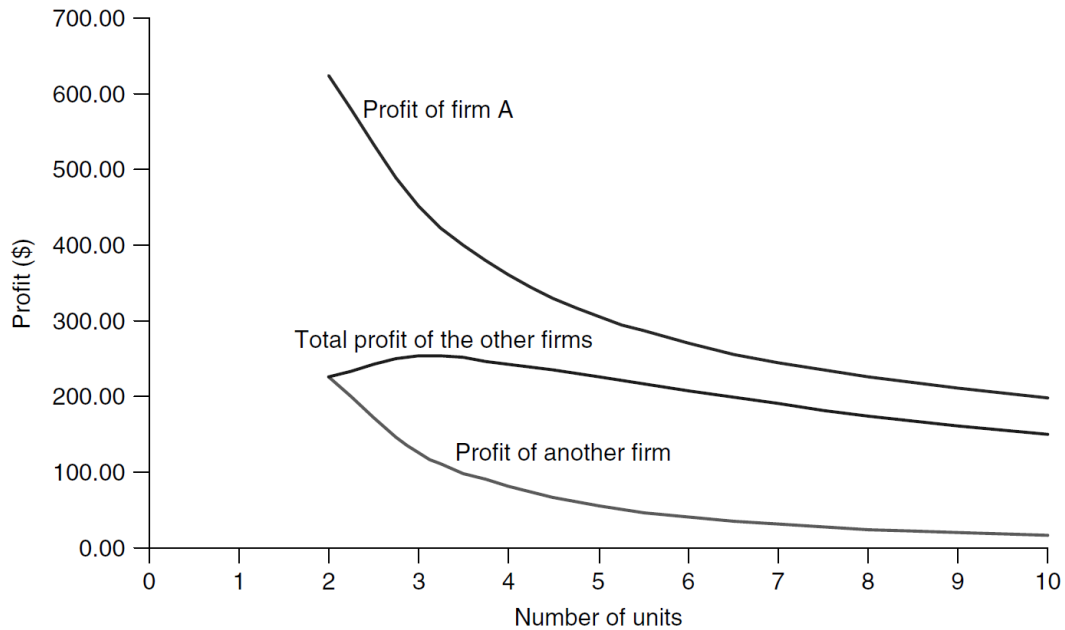
U ovom slučaju, međutim, cena asimptotski teži ka 40 \$/MWh, što je marginalni trošak proizvodnje kompanija B do N . Ova povećana konkurencija podstiče povećanje potražnje i prema tome koristi potrošačima. Na kraju, kako se vidi na Sl. 4.10, ova povećana konkurencija takođe smanjuje profit svake kompanije. Zbog svoje prednosti po pitanju cene, profit kompanije A je veći od ukupnog profita svih drugih firmi i za razliku od njihovog pojedinačnog profita ne teži nuli sa povećanjem broja konkurenata.



Sl. 4.8. Zavisnost proizvodnje svake kompanije sa porastom broja konkurenata prema Cournot-ovom modelu iz Primera 4.9



Sl. 4.9. Zavisnost cene i potražnje sa porastom broja konkurenata prema Cournot-ovom modelu iz Primera 4.9



Sl. 4.10. Zavisnost profita svake kompanije sa porastom broja konkurenata prema Cournot-ovom modelu iz Primera 4.9

4.3.3.5 Ravnoteža funkcija ponude (Supply functions equilibria)

Iako Cournot-ov model daje interesantan uvid u funkcionisanje tržišta sa nesavršenom konkurencijom, njegova primena na tržišta električne energije daje nerazumno visoku prognozu za tržišnu cenu. Zbog toga su razvijene kompleksnije predstave strateškog ponašanja proizvodnih kompanija kako bi se dobili realniji tržišni modeli. Kod ovih modela pretpostavljeno je da je količina energije koju firma želi da isporuči u relaciji za tržišnom cenom preko funkcije ponude:

$$P_f = P_f(\pi), \forall f \quad (4.34)$$

U ovom slučaju, upravljачke promenljive bilo koje kompanije nisu ni cena niti količina već parametri njegove funkcije ponude.

Pri ravnoteži, ukupna potražnja je jednaka zbiru količina proizvedenih od strane svih firmi:

$$D(\pi) = \sum_f P_f(\pi) \quad (4.35)$$

Profit bilo koje od kompanija može se izraziti na sledeći način:

$$\Omega_f = \pi \cdot P_f - C_f(P_f) = \pi \cdot \left[D(\pi) - \sum_{-f} P_{-f}(\pi) \right] - C_f \left(D(\pi) - \sum_{-f} P_{-f}(\pi) \right), \forall f \quad (4.36)$$

Ove funkcije profita se mogu diferencirati po ceni kako bi se dobili neophodni uslovi optimalnosti, koji se nakon matematičkih manipulacija mogu izraziti sledećom jednačinom:

$$P_f(\pi) = \left(\pi - \frac{dC_f(P_f)}{dP_f} \right) \cdot \left(-\frac{dD}{d\pi} + \sum_{-f} \frac{dP_{-f}(\pi)}{d\pi} \right), \forall f \quad (4.37)$$

Rešenje ovog sistema jednačina je ravnotežna tačka u kojoj sve firme istovremeno maksimizuju svoj profit. Ovi uslovi optimalnosti su diferencijalne jednačine jer su parametri funkcije ponude nepoznati. Da bi se pronašlo jedinstveno rešenje za ovaj skup diferencijalnih jednačina, obično se pretpostavlja da su funkcije ponude i troškova linearne i kvadratne, respektivno:

$$P_f(\pi) = \beta_f(\pi - \alpha_f), \forall f \quad (4.38)$$

$$C_f(P_f) = \frac{1}{2}a_f P_f^2 + b_f P_f, \forall f \quad (4.39)$$

Upravljačke promenljive su prema tome:

$$X_f = \{\alpha_f, \beta_f\}, \forall f \quad (4.40)$$

Optimalne vrednosti ovih promenljivih mogu se izračunati ubacivanjem jednačina (4.38) i (4.39), kao i inverzne funkcije potražnje u jednačinu (4.37). Kada se ove optimalne vrednosti izračunaju korišćenjem iterativnog procesa, onda je moguće izračunati tržišnu cenu, potražnju, kao i proizvodnju svake firme. Interesantno je napomenuti da ako je inverzna funkcija potražnje uključuje linearni član plus konstantan član, tada funkcije snabdevanja ne zavise od aktuelnog nivoa potražnje.

4.3.3.6 Ograničenja modela

Primene modela opisanih u prethodnim sekcijama na tržištu električne energije, koje su publikovane u literaturi, uglavnom su se bavile predviđanjima tržišnih udela tokom perioda od godinu dana. Ovi modeli rade sa agregiranim kapacitetima svake generatorske kompanije i verovatno još nisu dovoljno sofisticirani da bi se mogli koristiti u svakodnevnoj optimizaciji pojedinačnih proizvodnih jedinica. Konkretno, oni ne uzimaju u obzir nelinearnosti kao što su troškovi neopterećenja (*no-load cost*), troškovi pokretanja (*start-up cost*) i dinamična ograničenja svake jedinice.

Takođe, formulisanje problema kroz maksimizaciju profita na kratkoročnom planu je verovatno previše pojednostavljeno. U nekim slučajevima, proizvodna kompanija koja ima tržišnu moć može da odluči da ograniči ili čak smanji tržišnu cenu. Takav postupak bi mogao biti opravdan željom da se poveća ili održi tržišni udeo, primenom strategije kojom se odvrćaju novi učesnici da uđu na tržište.

4.4 Perspektiva elektrana sa vrlo niskim marginalnim troškovima

Neki tipovi elektrana (nuklearna, hidroelektrana, obnovljivi izvori) imaju zanemarljive ili skoro zanemarljive marginalne troškove. Izazov za vlasnike takvih postrojenja je da naprave dovoljno prihoda da pokriju velike investicione troškove. Ovo uzrokuje različite probleme za različite tipove elektrana. Nuklearne elektrane moraju raditi na skoro konstantnom nivou proizvodnje, jer je podešavanje njihove izlazne snage komplikovano. Idealno, ove elektrane treba isključiti samo zbog punjenje goriva zbog njihovih ekstremno visokih troškova startovanja. Vlasnici nuklearnih elektrana moraju stoga prodati nominalnu snagu svojih jedinica za svaki sat i praktično po bilo kojoj ceni. S druge strane, hidroelektrane (barem one koje imaju značajnu akumulaciju) mogu prilagoditi svoju proizvodnju po želji. Međutim, količina energije koju imaju na raspolaganju je određena količinom vode koja dolazi u njihov hidrološki bazen. U cilju maksimizovanja prihoda, one prema tome moraju predvideti periode kada će cena električne energije biti najviša i prodati energiju tokom ovih perioda. Konačno, proizvodnja iz obnovljivih izvora zavisi od raspoloživosti izvora energije, kao što su vetar i sunce, koje nisu samo nekontrolisane već i nepredvidljive. Vlasnici takvih proizvodnih pogona često moraju prodati svoju proizvodnju po prilično nepovoljnim cenama.

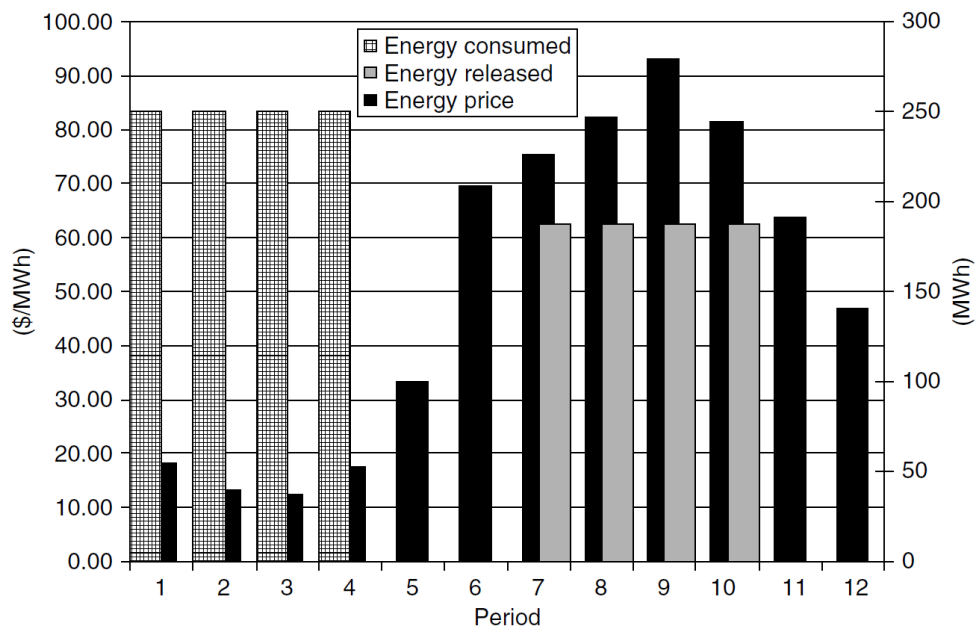
4.5 Perspektiva hibridnih učesnika

Sve je veći broj učesnika na tržištu koji može da odluči da se ponašaju ili kao proizvođači ili potrošači u zavisnosti od okolnosti. Pumpno akumulacione hidroelektrane su najčešći tip hibridnih učesnika. U tradicionalnom okruženju, takve elektrane bi trošile energiju na pumpanje vode tokom perioda manjih opterećenja. Sa druge strane, tokom perioda velikih opterećenja one bi proizvodile energiju puštanjem ove vode kroz turbine. Ovi ciklusi potrošnje i proizvodnje smanjuju razliku između vršnih i minimalnih opterećenja kod krive potražnje, a samim tim i ukupnih troškova proizvodnje energije sa termoelektranama. U konkurentnom okruženju, rad ovakvog postrojenja može biti profitabilan ako je prihod ostvaren prodajom energije tokom perioda visokih cena veći od troškova energije potrošene u periodima niskih cena. Ovaj obračun mora uzeti u obzir činjenicu da se zbog gubitaka može vratiti samo oko 75% potrošene energije za pumpanje.

4.5.1 Primer 4.10

Analiziraće se pumpno akumulaciona hidroelektrana sa kapacitetom skladištenja energije od 1000 MWh i efikasnošću od 75%. Pretpostaviće se da je potrebno 4 sata da se

potpuno isprazni ili napuni gornji bazen ove elektrane ako radi sa nominalnom snagom. Pretpostaviće se da je operater ovog postrojenja odlučio proći kroz ceo ciklus tokom 12-h perioda prikazanog na Sl. 4.11. Usvojena je vrlo jednostavna strategija: voda će se pumpati u gornji bazen u toku četiri sata sa najnižim cenama energije (sat 1 do 4) i pušće se u toku četiri sata sa najvišim cenama energije (sat 7 do 10). Tabela 4.4 sumira rezultate ovog ciklusa.



Sl. 4.11. Cene energije, potrošena energija i proizvedena energija iz Primera 4.10

Elektrana proizvede i proda samo 750 MWh jer je efikasnost postrojenja (stepen iskorištenja) 75%. U ovom slučaju, pošto postoje značajne razlike između perioda niskih cena i perioda visokih cena, ciklus pumpanja i proizvodnje rezultira profitom od 46975 \$. Ako bi razlike u ceni bile znatno manje, profit bi se znatno smanjio i mogao bi čak da bude negativan.

U ovom primeru, cena električne energije je uzeta takva kakva je data (zdravo za gotovo). U praksi, pumpno akumulaciona elektrana predstavlja zanemarljiv deo opterećenja u toku perioda nižih opterećenja. Stoga bi operativna strategija elektrane morala uzeti u obzir efekte koje bi ona mogla imati na cene. Ovakve arbitražne operacije koje koriste pumpno akumulacione elektrane obično nisu profitabilne jer se visoki troškovi amortizacije postrojenja moraju oduzeti od operativnih prihoda. Pošto su pumpno akumulacione elektrane vrlo fleksibilne, one takođe imaju mogućnost da učestvuju na tržištu pomoćnih usluga.

Tabela 4.4 Podaci za Primer 4.4.

Period	Cena energije [\$/MWh]	Potrošena energija [MWh]	Proizvedena energija [MWh]	Prihod [\$]
1	18.30	250	0	-4575
2	13.20	250	0	-3300
3	12.50	250	0	-3125
4	17.40	250	0	-4350
5	33.30	0	0	0
6	69.70	0	0	0
7	75.40	0	187.5	14137.5
8	82.40	0	187.5	15450
9	93.20	0	187.5	17475
10	81.40	0	187.5	15262.5
11	63.70	0	0	0
12	46.90	0	0	0
Ukupno		1000	750	46975

Veliki broj industrijskih potrošača imaju proizvodne procese koji ako se zaustave usled prekida u snabdevanju električnom energijom mogu izazvati značajne finansijske gubitake. Takvi potrošači često koriste pomoćne generatore koji mogu pokriti barem deo svog opterećenja tokom perioda prekida. Kada elektroenergetski sistem funkcioniše normalno, ali cene su visoke, može se desiti da marginalni troškovi ovih pomoćnih generatora, koji su inače visoki, budu niži od spot cene električne energije. Pod ovim okolnostima, oni bi mogli da pokrenu svoje generatore za hitne slučajeve kako bi smanjili svoju potražnju i eventualno prodali viškove na tržištu.

Pojedini elektroenergetski sistemi u kojima je uvedeno konkurentno tržište električne energije su međusobno povezani s susednim sistemima kojim upravljaju vertikalno integrisana preduzeća. Ova preduzeća često učestvuju na konkurentnom tržištu. Ako je cena za električnu energiju veća od njihovih marginalnih troškova proizvodnje, oni će se ponašati kao proizvođači na ovom tržištu. S druge strane, ako je cena niža od njihovih marginalnih troškova proizvodnje, u njihovom najboljem interesu je smanjiti proizvodnju vlastitih generatora i kupiti energiju na konkurentnom tržištu.

5. SIGURNOST SISTEMA I POMOĆNE USLUGE

5.1 Uvod

Tržišta za električnu energiju mogu funkcionisati samo ako su podržana infrastrukturom elektroenergetskog sistema. Jedna od razlika u odnosu na ostale robe je da učesnici na tržištu nemaju izbora: oni moraju da koriste uslugu koju pruža postojeći sistem odnosno da kupe ili prodaju energiju. Kao što je rečeno u poglavlju 4, prekid napajanja električne energije za potrošače može biti izuzetno neugodno i skupo. Prekid napajanja pogađa proizvođače u manjoj meri tako što im je uskraćena mogućnost da prodaju svoju proizvodnju. Korisnici sistema stoga imaju pravo da očekuju određeni nivo kontinuiteta u uslugama koje pruža elektroenergetski sistem. S druge strane, trošak obezbeđivanja ove sigurnosti snabdevanja treba da odgovara vrednosti koju korisnici time dobijaju.

Na osnovnom nivou, sigurnost znači da elektroenergetski sistem treba održavati u radnom stanju u kome može raditi neodređeno vreme pod uslovom da se uslovi ne menjaju. Ovo podrazumeva da nijedna komponenta ne treba da radi izvan svog sigurnog radnog opsega. Na primer, nijedan prenosni nadzemni vod ne bi trebalo opteretiti do te mere da povećanje temperature provodnika zbog omskih gubitaka dovede do toga da dođe do reagovanja zaštite ili da se ugroze sigurnosna rastojanja. Međutim, pretpostavka da su uslovi nepromenljivi je nažalost veoma optimistična. U sistemu koji se sastoji od desetina hiljada komponenti, ispad neke od njih nije redak događaj. Neke od ovih komponenti (kao što su dalekovodi) izložene su lošim vremenskim uslovima, a druge (kao što su elektrane) su podložne cikličnim promenama radne temperature. Troškovi zbog prekida napajanja mogu biti toliko visoki da je svima jasno da elektroenergetski sistemi treba da budu sposobni da omoguće napajanje potrošača uz sve uobičajene poremećaje koji mogu da pogode sistem. Drugim rečima elektroenergetski sistem treba da ostane u stabilnom radu nakon dejstva bilo kog od ovih uobičajenih poremećaja i da bi trebalo da bude u stanju da nastavi sa radom u ovom novom radnom stanju dovoljno dugo kako bi se operateru dalo vreme da sistem vrati u normalno stanje. Prema tome, operatori sistema moraju razmotriti posledice unapred definisanog skupa nepredviđenih događaja. Tipično, skup nepredviđenih događaja obuhvata pojedinačne ispade svih komponenti sistema (grane, generatori, otočni elementi). Verovatnoća istovremenog ispada dva nezavisna elementa se uobičajeno smatra malom pa se takvi događaji obično ne razmatraju.

Prilikom pripreme za rešavanje eventualnih nepredviđenih okolnosti, operateri vrše kako korektivne tako i preventivne akcije. Preventivne akcije imaju za cilj da sistem dovedu

u takvo radno stanje da pojava nekog nepredviđenog događaja neće dovesti do nestabilnosti sistema. U praksi to znači da sistem ne treba da radi sa svojim punim kapacitetom. Sa perspektive tržišta to podrazumeva da neke transakcije nije moguće ostvariti.

5.1.1 Primer 5.1

Može se razmotriti sistem sa dva generatora prikazan na Sl. 5.1. Ako obe generatorske jedinice imaju proizvodni kapacitet od 100 MW, maksimalno opterećenje koje ovaj sistem može bezbedno napajati obično iznosi 100 MW, a ne 200 MW koliko bi se očekivalo. Rezervni kapacitet je potreban u slučaju da jedna od proizvodnih jedinica ispadne iz pogona. Sistem sa većim brojem proizvodnih jedinica očigledno bi mogao da funkcioniše sa znatno manjom sigurnosnom marginom.



Sl. 5.1 Sistem sa dve generatorske jedinice

Korektivne mere imaju za cilj da ograniče posledice poremećaja i preduzimaju se samo ako dođe do nekog poremećaja. U tradicionalnom okruženju, svi resursi potrebni za sprovođenje korektivnih akcija su pod kontrolom vertikalno integrisanog preduzeća. Sa druge strane, u konkurentnom okruženju, neki od ovih resursa pripadaju drugim učesnicima. Stoga više nisu automatski i slobodno dostupni operateru sistema i moraju se tretirati kao usluge koje se moraju kupiti na komercijalnoj osnovi. Ove usluge mogu se nazvati pomoćnim (*ancillary*) jer podržavaju trgovinu glavnom robom, odnosno električnom energijom. Iako neke pomoćne usluge dovode do isporuke električne energije, njihov značaj se uglavnom ogleda u mogućnosti isporuke električne energije na zahtev. Shodno tome, njihovu vrednost treba kvantifikovati u smislu njihove sposobnosti da odgovore na zahteve kada je to potrebno. Prema tome, pomoćne usluge ne bi trebalo plaćati u smislu plaćanje električne energije i ne mogu se tretirati kao produžetak tržišta električne energije. Prema tome moraju se razviti posebni mehanizmi kako bi se ovi servisi obezbedili i kako bi se obezbedila adekvatna naknada za ove usluge.

U ostatku ovog poglavlja, analiziraće se različite vrste poremećaja koji pogađaju EES i uticaj tih poremećaja na sigurnost sistema. Na osnovu ove analize opisaće se vrste

pomoćnih usluga koje su potrebne. Zatim će se razmotriti kako odrediti količinu usluge koja je potrebna i istražiće se mehanizmi koji treba da omoguće ove usluge. Konačno, iz perspektive snabdevača pomoćnih usluga ispitaće se kako se one mogu integrirati sa transakcijama za električnu energiju kako bi se maksimizovao profit.

5.2 Potreba za pomoćnim uslugama

Prvo će se razmotriti sigurnosni problemi koji su posledica globalnog debalansa između opterećenja i proizvodnje. Zatim će se razgovarati o bezbednosnim problemima koji proističu iz prenosne mreže. Ova podela nije striktna, i u nekoliko slučajeva, istaće se interakcije između balansiranja i problema u mreži.

5.2.1 Problemi balansiranja

Kada se govori o globalnom balansu između opterećenja i proizvodnje, može se pretpostaviti da su sva opterećenja i generatori priključeni na istu sabirnicu. U interkonektivnom (povezanom) sistemu, preko ove sabirnice i prenosnih vodova ostvarene su veze sa drugim regionima ili zemljama. Uz ove aproksimacije, jedine sistemske promenljive su proizvodnja, opterećenje, frekvencija i razmene između sistema. Sve dok je proizvodnja jednaka potrošnji, frekvencija i razmene ostaju konstantne. Međutim, ravnoteža između opterećenja i proizvodnje se narušava stalnom promenom opterećenja, automatskom kontrolom izlazne snage generatora i povremenim iznenadnim ispadima proizvodnih jedinica ili interkonekcije. U izolovanom sistemu, višak proizvodnje povećava frekvenciju dok je deficit smanjuje. Vrednost za koju se frekvencija menja zbog neravnoteže određuje inercija svih generatora i rotirajućih opterećenja (motori) koji su povezani na sistem. Lokalna neravnoteža u interkonektivnim (povezanim) sistemima utiče na tokove u prenosnim vodovima između pogođenog regiona i ostatka sistema. Frekventna odstupanja su mnogo manji problem u interkonektivnim sistemima, jer se ukupna inercija povećava s veličinom sistema.

Velika odstupanja u frekvenciji mogu dovesti do raspada sistema. Generatorske jedinice su dimenzionisane da rade u relativno uskom opsegu frekvencija. Ukoliko je pad frekvencije veliki, zaštitni uređaji isključuju generator od ostatka sistema kako bi ih zaštitili od oštećenja. Takva isključenja pogoršavaju neravnotežu između proizvodnje i potrošnje, što dovodi do daljeg smanjenja frekvencije i novih isključenja. Takođe su postojali slučajevi kada se sistem raspao jer su zaštitni releji isključili proizvodne jedinice koje su prekoračile sigurnu radnu brzinu. Isključenje ovih jedinica prouzrokovalo je manjak proizvodnje koji je

dovodio do kolapsa frekvencije. Veliki i iznenadni debalans između potrošnje i proizvodnje u jednom regionu kod povezanih sistema može prouzrokovati isključivanje poveznog voda ili uticati na stabilnost susednih mreža. Operator sistema mora stoga preduzeti preventivne mere kako bi bio spreman da odmah započne korekcije velikih debalansa čim nastanu.

Manji debalansi između potrošnje i proizvodnje ne predstavljaju trenutnu pretnju po sigurnost sistema, jer su promene frekvencije i razmena male. Međutim, ove debalanse treba brzo eliminisati, jer slabe sistem. Sistem koji radi sa frekvencijom nižom od nominalne ili kod koga su povezne linije neplanirano preopterećene, manje je sposoban da izdrži moguće dalje velike poremećaje.

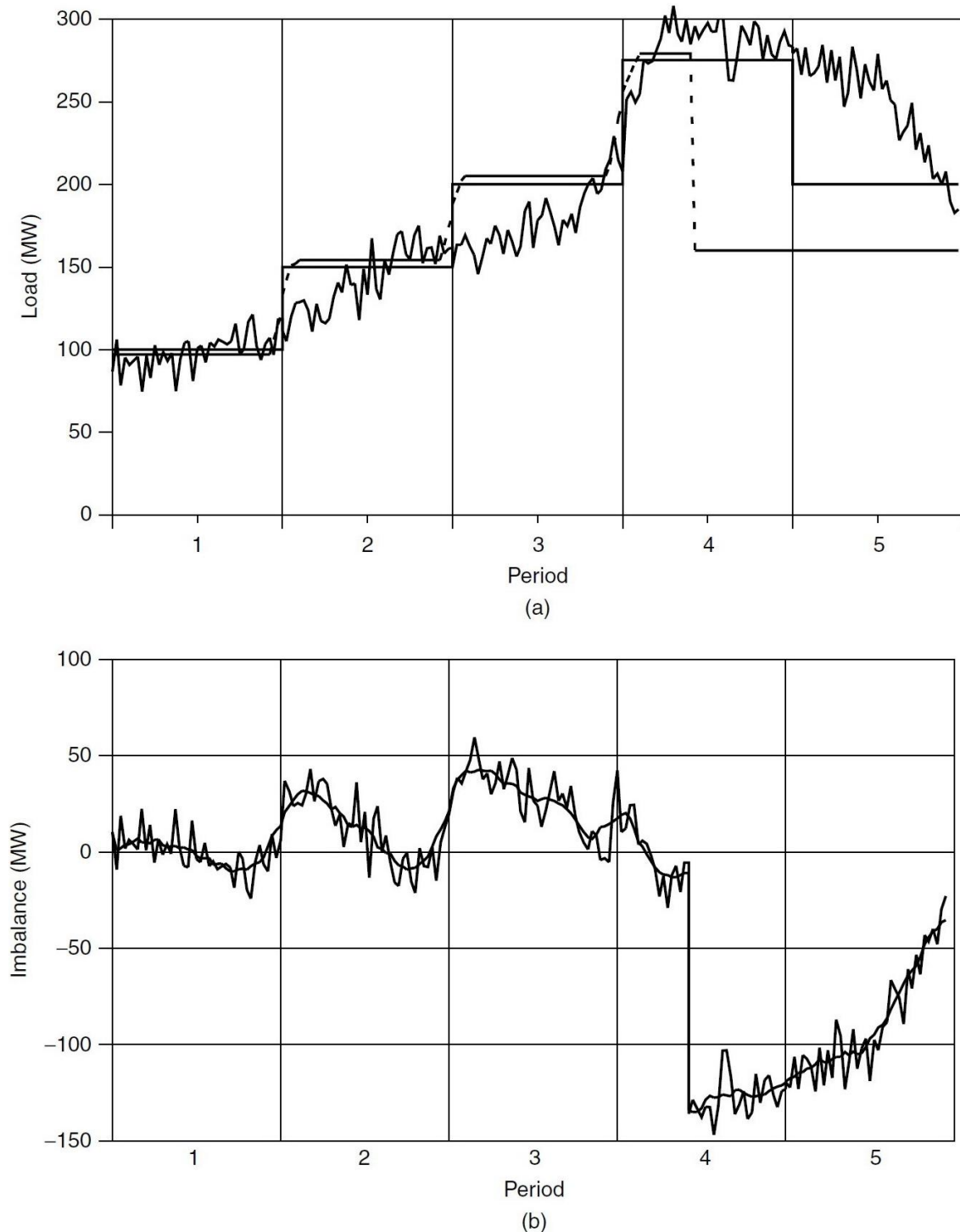
Sledeći primer ilustruje debalanse koji se mogu analizirati u izolovanom EES-u.

5.2.1.1 Primer 5.2

Sl. 5.2 (a) prikazuje varijacije opterećenja u Bordurijskom EES-u tokom pet perioda trgovanja. Ovo opterećenje odlikuju slučajne fluktuacije superponirane na sporije ciklične promene. Kao i sva ostala tržišta električne energije, Bordurijsko tržište uvažava pretpostavku (aproksimaciju) da je potražnja konstantna tokom svakog perioda. Sl. 5.2 (a) prikazuje stepenastu funkciju koja ilustruje energiju kojom se trguje na tržištu za svaki period. Ova stepenasta funkcija se razlikuje od stvarnog opterećenja na dva načina. Prvo, ona očigledno ne može da prati slučajne i ciklične promene opterećenja u svakom periodu. Drugo, ako bi tržište moglo predvideti fluktuacije opterećenja sa savršenom preciznošću, energija kojom se trguje za svaki period bi bila jednaka integralu tokom perioda trenutne potražnje energije. U praksi, pošto tržište funkcioniše na bazi prognoze koje su uvijek netačne, iznos kojim se trguje na tržištu energije nije tačno jednak proseku stvarnog opterećenja. Stepenasta funkcija takođe predstavlja očekivanu ukupnu proizvodnju generatorskih jedinica. U praksi, generatori nisu u stanju da ostvare ovu proizvodnju sa savršenom preciznošću. Isprekidana linija na Sl. 5.2 (a) predstavlja stvarnu proizvodnju generatorskih jedinica koja se prodaje na tržištu energije. Pored nekoliko manjih odstupanja tokom svakog perioda, postoje i razlike u prelazima između perioda. Zbog ograničenja brzine kojom jedinice mogu prilagoditi svoj izlaz, generatori nisu u mogućnosti da postignu idealizovani profil proizvodnje koji je rezultat trgovine na tržištu. U ovom primeru se javlja i mnogo ozbiljniji debalans između planirane proizvodnje i potrošnje u sredini perioda 4. Ovaj debalans nastaje je zbog iznenadnog ispada velike generatorske jedinice.

Slika 5.2 (b) pokazuje razliku između stvarne planirane proizvodnje jedinica i opterećenja. Oblik ove krive pokazuje da debalans između potrošnje i proizvodnje imaju tri

komponente sa različitim vremenskim karakteristikama: brze slučajne promene, sporije ciklične promene i povremene velike deficite. Na sliku je dodata i glatka kriva promene opterećenja kako bi se naglasile sporije ciklične promene.



Sl. 5.2. (a) Tipične promene opterećenja i proizvodnje u pet perioda,
(b) debalansi koje proizilaze iz ovih promena

Kao što je pokazao prethodni primer, nekoliko pojava stvara debalans između potrošnje i proizvodnje na konkurentnom tržištu električne energije. Pošto svaki od ovih fenomena uzrokuje komponentu debalansa sa različitim "vremenskim potpisom", bolje ih je tretirati odvojeno. Operator sistema može onda prilagoditi različite pomoćne usluge pojedinim komponentama debalansa.

Usluga *regulacije (regulation service)* služi da reguliše brze promene opterećenja i male neželjene promene u proizvodnji. Ova usluga pomaže u održavanju frekvencije sistema na nominalnoj vrednosti ili blizu nominalne vrednosti i smanjuju neželjene razmene sa drugim sistemima. Ovu uslugu pružaju generatorske jedinice koje mogu brzo da povećaju ili smanje izlaznu snagu. Ove jedinice moraju biti povezane na mrežu i moraju biti opremljene turbinskim regulatorom. Obično ove jedinice rade sa automatskom kontrolom.

Generatorske jedinice koje pružaju uslugu *praćenja opterećenja (load-following service)* služe za praćenje sporijih fluktuacija, naročito promene u okviru perioda (npr. 1 sat) koje energetsko tržište ne uzima u obzir. Ove jedinice očigledno moraju biti povezane na sistem i trebale bi imati mogućnost da odgovore na ove promene u opterećenju.

Usluge regulacije i praćenja opterećenja zahtevaju praktično kontinuirane akcije od generatora koji pružaju ove usluge. Međutim, regulacione akcije su relativno male, a aktivnosti koje prate opterećenje prilično su predvidljive. Održavanjem debalansa blizu nule i frekvencije blizu njene nominalne vrednosti, ove usluge se koriste kao preventivne mere sigurnosti. Sa druge strane, usluge *rezerve (reserve services)* su dizajnirane tako da rukuju velikim i nepredvidljivim deficitima električne energije koji mogu ugroziti stabilnost sistema. Usluge rezerve se koriste za pružanje korektivnih mera. Međutim, obezbeđivanje usluge rezerve može se smatrati i kao oblik preventivne bezbednosne akcije.

Usluge rezerve obično se klasifikuju u dve kategorije. Jedinice koje obezbeđuju *obrtnu rezervu (spinning reserve)* moraju momentalno da se odazovu na promenu frekvencije, a pun iznos rezervnog kapaciteta koji treba da pruže mora biti dostupan vrlo brzo. S druge strane, proizvodne jedinice koje pružaju *usluge dodatne rezerve (supplemental reserve services)* ne moraju odmah da reaguju. U zavisnosti od lokalnih pravila, neke oblike usluge dodatnih rezervi mogu obezbediti jedinice koje nisu sinhronizovane na mrežu, ali se mogu brzo priključiti na mrežu. U nekim slučajevima, potrošači koji se saglasni da njihovo opterećenje bude isključeno u hitnim slučajevima, takođe mogu pružiti usluge rezerve. Osim brzine reagovanja i iznosa snage, definisanje usluge rezervi mora da sadrži i vreme u kojem generatorske jedinice mogu biti u stanju da pruže tu uslugu. Svi ovi parametri značajno variraju u zavisnosti od kriterijuma pouzdanosti i veličine sistema. Na primer, sprečavanje

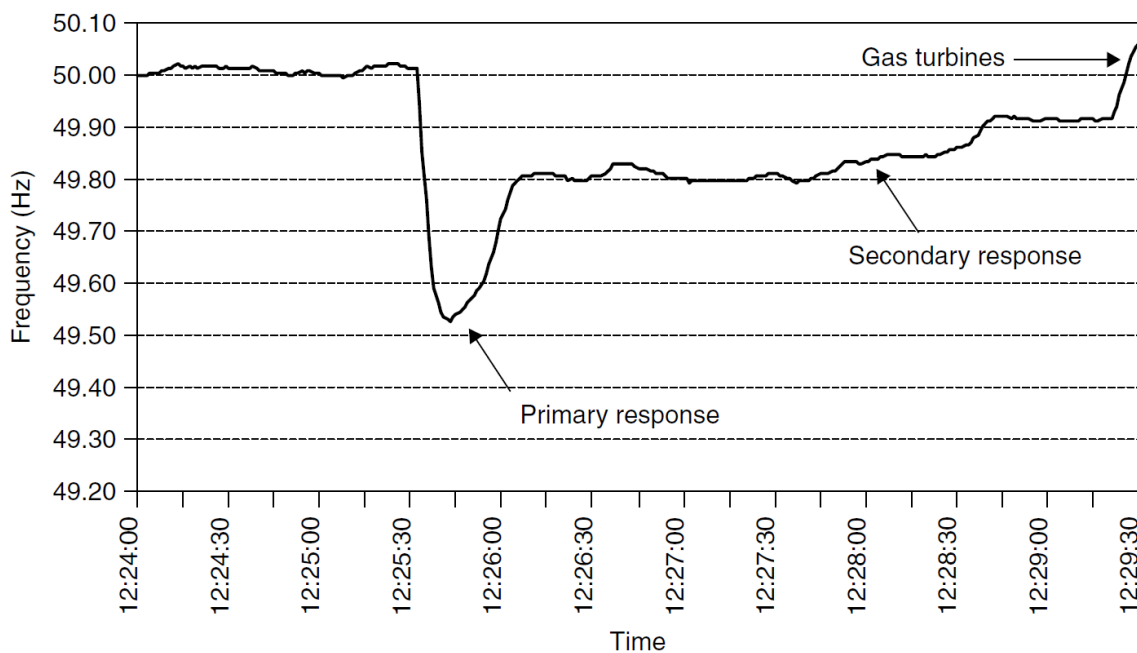
neprihvatljivih odstupanja frekvencije u malom izolovanom sistemu zahteva brže delovanje rezerve nego u velikom međusobnom povezanom sistemu.

Bilo bi lepo kad bi se mogla napraviti jasna razliku između balansiranja pomoćnih usluga i balansiranja energije, kojim se trguje na spot tržištu električne energije. Nažalost, različiti modeli među tržištima električne energije čine striktnu klasifikaciju nemogućom. Generalno, ukoliko je vreme između zatvaranja tržišta i realnog vremena kratko, operator sistema može da kupi značajan deo svojih balansnih potreba na spot tržištu električne energije. Sa druge strane, ako tržište funkcioniše na dan unapred, verovatno će biti potreban kompleksan mehanizam za nabavku balansnih usluga.

Očigledno, najvažniji faktor kod određivanja sposobnosti neke generatorske jedinice za pružanja usluga balansiranja je brzina kojom može da prilagodit svoju izlaznu snagu. Međutim, u nekim slučajevima njegova lokacija u mreži može uticati na njegovu sposobnost pružanja ovih usluga. Elektrana koja je povezana sa "glavnim" delom sistema prenosnim vodom koji je često zagušen nije odgovarajući kandidat za pružanje ovih usluga. Njegova sposobnost da poveća svoju proizvodnju može biti ograničena dozvoljnim kapacitetom prenosnog voda.

5.2.1.2 Primer 5.3

Sl. 5.3 ilustruje frekvencijski odziv elektroenergetskog sistema nakon ispada velikog generatora i odgovora usluge rezervi. Ovaj primer zasniva se na stvarnom događaju. Dana 15. avgusta 1995. u 12:25:30, 1220 MW snage je ispalo iz elektroenergetskog sistema Velike Britanije. Ovaj sistem ima ukupni instalisani kapacitet od oko 65 GW, ali nema interkonekciju sa nekim drugim sistemom. Zbog toga je sklon značajnim promenama frekvencije. Na slici se vidi dejstvo dve glavne kategorije usluga pomoćne rezerve. *Primarno dejstvo (Primary response)* mora biti u potpunosti raspoloživo u roku od 10 s i održivo za još 20 s. *Sekundarno dejstvo (Secondary response)* mora biti u potpunosti raspoloživo u roku od 30 s od incidenta i mora biti održivo još 30 minuta. Kao što se vidi sa slike, primarno dejstvo je uspelo zaustaviti pad frekvencije pre nego što je dostigla propisani limit od 49,5 Hz. *Sekundarno dejstvo* je tada pomoglo da se sistemska frekvencija približi nominalnoj vrednosti. Međutim, u ovom slučaju, gasne turbine, koje su započele sa radom u 12:29:20, dovele su do povećanja frekvencije što se može videti na desnom gornjem uglu grafikona.



Sl.5.3 Primer promene frekvencije i delovanja rezerve nakon ispada velike snage

5.2.2 Problemi sa mrežom

5.2.2.1 Ograničenja pri prenosu snage

U realnom EES-u, potrošači i proizvođači se rasprostranjeni na širokom geografskom području i međusobno su povezani mrežom. Pošto potrošnja i proizvodnja variraju, tokovi snaga po granama i naponi u čvorovima mreže se stalno menjaju. Operator sistema mora prema tome razmotriti uticaj ovih promena na sigurnost sistema. Pored stalne provere da li komponente sistema rade unutar svog sigurnosnog opsega, operator periodično vrši računarsku analizu neželjenih situacija (*contingency analysis*). Ova analiza uzima kao polaznu tačku trenutno stanje elektroenergetskog sistema i proverava stabilnost sistema na moguće ispade pojedinačnih elementa. U zavisnosti od prirode elektroenergetskog sistema, pojava nestabilnosti može se javiti na nekoliko načina:

- Nakon ispada grane, opterećenje ove grane se preusmerava kroz mrežu. U ovom stanju posle ispada, jedna ili više drugih grana mogu biti opterećenje iznad svog prenosnog kapaciteta. Ako operator sistema brzo ne popravi ovu situaciju, i preopterećene linije mogu biti isključene. Slično, preopterećeni transformatori mogu biti isključeni iz pogona kako bi se sprečila termička oštećenja. Ovi dodatni ispadi/isključenja dodatno slabe mrežu i mogu dovesti do kolapsa sistema.

- Iznenadni ispad proizvodne jedinice ili uređaja za kompenzaciju reaktivne snage može lišiti sistem neophodne reaktivne snage. Zbog toga može doći do naponskog kolapsa u delu mreže ili pak u celoj mreži.

- Kvar na jako opterećenom vodu može uzrokovati da ugao rotora nekih generatora toliko poraste da se deo mreže odvoji od ostatka sistema, uzrokujući kolaps u jednom ili oba dela mreže, jer generisanje i potrošnja više nisu izbalansirani.

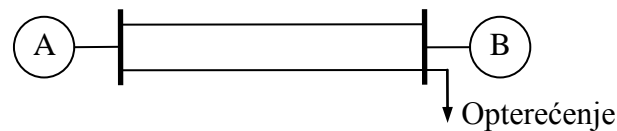
Kada je stanje sistema takvo da mogući ispad (ispad iz unapred zadate liste ispada) nekog elementa dovodi do neke od ovih vrsta nestabilnosti, operatori moraju preduzeti preventivne radnje.

Sprovođenje nekih vrsta preventivnih akcija uključuje troškove koji su ili vrlo mali ili zanemarljivi. Na primer, operatori mogu povećati marginu do naponskog kolapsa podešavajući otepe regulacionih transformatora i napone generatora ili uključivanjem/isključivanjem kondenzatora i reaktora. Oni takođe mogu smanjiti mogućnost preopterećenja elemenata nakon nekog ispada preusmeravanjem tokova aktivnih snaga pomoću transformatora sa promenom faze (*phase-shifting transformers*). Iako ove jeftine preventivne mere mogu biti vrlo efikasne, postoje ograničenja u njihovom doprinosu sigurnosti sistema. Kako se povećava opterećenje sistema, dolazi se do tačke kada se sigurnost može održavati samo postavljanjem ograničenja na tok aktivne snage na nekim granama. Ove restrikcije ograničavaju količinu energije koju mogu proizvoditi generatorske jedinice koje injektiraju snagu u te kritične grane i tako ih sprečavaju da proizvedu energiju koju mogu prodati na tržištu. Ograničenja na tokove aktivne snage prema tome nose vrlo realan i često veoma značajan trošak.

5.2.2.2 Primer 5.4

Dat je sistem sa dve sabirnice prikazan na Sl. 5.4, Potrebno je odrediti snagu koju proizvodna jedinica priključena na sabirnicu A može prodati potrošačima priključenim na sabirnicu B. Ako svaki vod ima maksimalni prenosni kapacitet od 200 MW, maksimalna snaga koju opterećenje u čvoru B može dobiti od jedinice A je ograničena na 200 MW. Ostatak od 200 MW prenosnog kapaciteta mora se držati u rezervi u slučaju ispada jednog od vodova. Ova veoma velika sigurnosna margina može se smanjiti ako se razmotre mogućnosti korektivnih akcije nakon ispada. Može da se pretpostavi da bilo koji prenosni vod može izdržati preopterećenje od 10% u trajanju od 20 minuta bez oštećenja provodnika. Ako

operator sistema može dobiti od proizvodne jedinice na sabirnici B povećanje izlazne snage za 20 MW u tih 20 minuta, maksimalna količina energije koja se može preneti od čvora A do čvora B može se podići na 220 MW.



Sl. 5.1 Sistem sa dva čvora za ilustraciju prenosnih ograničenja

Da bi se izračunali efekti tranzijentne stabilnosti na maksimalnu snagu koja se može preneti od A do B, potrebno je znati više informacija o sistemu. U cilju pojednostavljenja, pretpostaviće se da se čvor B ponaša kao mreža beskonačne snage i da generator u čvoru A ima konstantu inercije $H = 2$ s i da se može modelovati kao konstantni napon iza tranzijentne reaktanse $X' = 0.9$ p.u. Reaktansa svakog od vodova je jednaka 0,3 p.u. Napon oba čvora je konstantan i iznosi 1.0 p.u. Najnepovoljniji događaj u sistemu je kvar na jednom od vodova u blizini sabirnice A. Može se pretpostaviti da se kvar može izolovati za 100 ms isključenjem voda pogođenog kvarom. Koristeći program za proračun tranzijentne stabilnosti, može se izračunati da je, pod ovim uslovima, maksimalna snaga koja se može preneti od A do B bez ugrožavanja tranzijentne stabilnosti sistema jednaka 108 MW.

Sada će se analizirati kako naponska nestabilnost može ograničiti prenos snage od A do B. Ponovo, u cilju pojednostavljenja, može se usvojiti vrlo jednostavan model i može se pretpostaviti da se naponski kolaps dostiže kada nemamo konvergenciju kod proračuna toka snage. Ova pretpostavka daje dobru prvu aproksimaciju maksimalnog toka aktivne snage koju sistem može da podnese. U slučaju potrebe za preciznijim merama naponske stabilnosti, razvijene su složene tehnike analize.

Reaktivna podrška u čvoru B ima snažan uticaj na prenosni kapacitet. Prvo će se razmotriti slučaj u kojem nije dostupna naponska podrška, jer je generator u čvoru B dostigao gornji Mvar limit. Koristeći program za proračun tokova snaga, može se izračunati da kada su obe linije u funkciji, 198 MW se može preneti od A do B pre nego što napon u B ne padne ispod uobičajenog limita od 0.95 p.u.. Međutim, ako je prenos snage veći od 166 MW a jedan od vodova je isključen, dolazi do naponskog kolapsa. S druge strane, ako čvor B može dati 25 Mvar reaktivne snage, prenos snage se može povećati do 190 MW pre nego što bi ispad jednog voda prouzrokovao kolaps napona.

U ovom primeru, tranzijentna stabilnost predstavlja najstrože ograničenje na maksimalni prenos snage između A i B. U realnim sistemima, maksimalna dozvoljena snaga prenosa bi se odredila koristeći znatno sofisticiranije modele, a to bi zahtevalo i značajne računarske resurse. Ovakvi limiti imaju veliki uticaj na strukturu i rad tržišta električne energije. Ova pitanja će se detaljno razmotriti u sledećem poglavlju.

5.2.2.3 Kontrola napona i usluge reaktivne podrške

Prethodni primer takođe pokazuje kako operator može da koristi resurse reaktivne snage da poveća snagu koja se može preneti sa jednog dela mreže na drugi. Neki od izvora reaktivne snage i uređaja za kontrolu napona (npr. dinamički (*switched*) kondenzatori i reaktori, statički VAR kompenzatori, regulacioni transformatori, FACTS uređaji) obično su pod direktnom kontrolom operatora i mogu se koristiti po potrebi. Međutim, generatorske jedinice, pružaju najbolji način za kontrolu napona. Stoga je neophodno definisati *uslugu kontrole napona (voltage control service)* kako bi se precizirali uslovi pod kojima operator sistema može koristiti resurse u vlasništvu proizvodnih kompanija. Generatori koji pružaju ovu uslugu proizvode ili apsorbiraju reaktivnu snagu u kombinaciji sa njihovom proizvodnjom aktivne snage. Takođe je moguće organizovati rad proizvodne jedinice isključivo za prodaju reaktivne podrške ili kontrole napona.

Definicija servisa za kontrolu napona mora uzeti u obzir ne samo rad sistema u normalnim uslovima već i mogućnost nepredvidivih ispada. U normalnim uslovima rada, operateri koriste resurse reaktivne snage da održavaju napon na svim čvorovima u relativno uskom opsegu oko nominalnog napona. Tipično, ovaj opseg je:

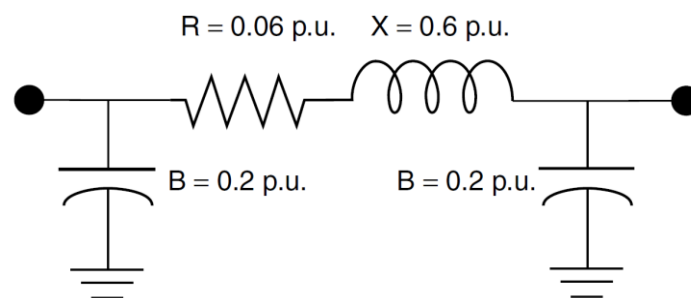
$$0.95 \text{ p.u.} \leq U \leq 1.05 \text{ p.u.} \quad (5.1)$$

Održavanje napona u prenosnoj mreži unutar ovog opsega delimično je opravdano potrebom da se olakša regulacija napona u distributivnoj mreži. Takođe, rad prenosnog sistema postaje sigurniji. Održavanje napona na ili ispod gornje granice smanjuje verovatnoću kvara izolacije. Donja granica je proizvoljnija. Generalno, održavanje napona na višim vrednostima u normalnim uslovima povećava verovatnoću da će sistem izbeći kolaps napona ako dođe do nepredvidivog događaja. Međutim, dobar naponski profil, ne garantuje naponsku sigurnost sistema. Ispad jako opterećenog prenosnog voda povećava reaktivne gubitke u preostalim vodovima. Ako se ovi gubici ne mogu pokriti, dolazi do naponskog kolapsa. Količina reaktivne snage koja je potrebna nakon ispada je prema tome mnogo veća nego što je potrebno tokom normalnog rada. Prema tome, usluge kontrole napona treba

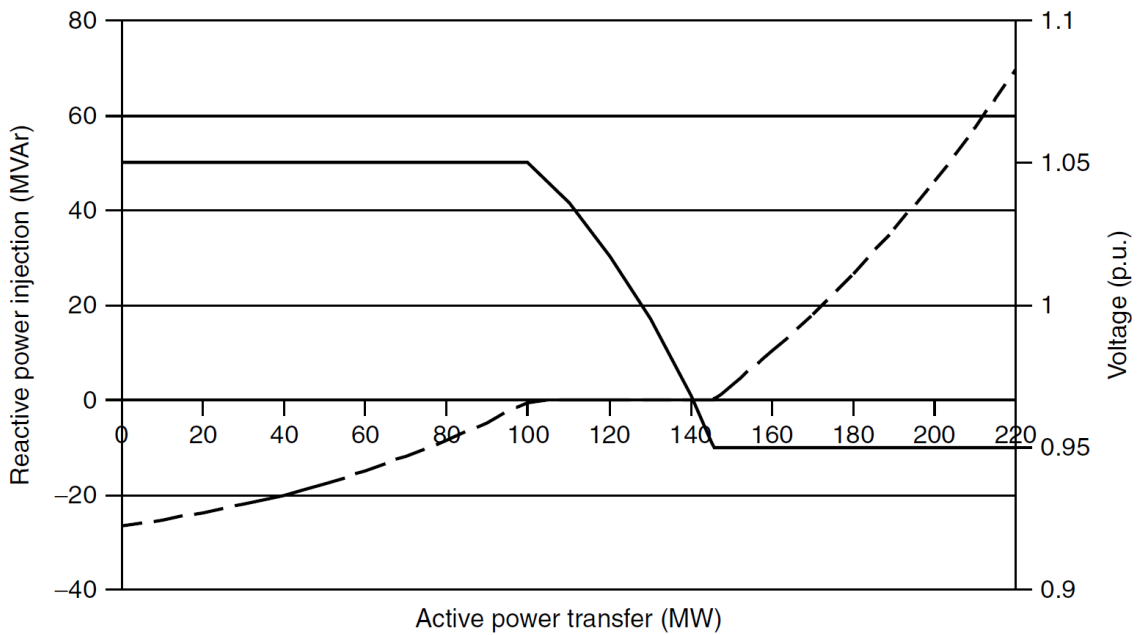
definisati ne samo u smislu mogućnosti regulisanja napona tokom normalnog rada, već i obezbeđivanja reaktivne snage u slučaju neželjenih događaja. Usluga kontrole napona se u stvari često i naziva *usluga reaktivne podrške (reactive support service)*.

5.2.2.4 Primer 5.5

Koristeći ponovo program za proračun tokova snaga, može se analizirati priroda kontrole napona ili usluge reaktivne podrške koristeći primer mreže sa dva čvora slične onoj prikazanoj na Sl. 5.4. Svaki od vodova u ovom sistemu modelovan je pomoću ekvivalentne π šeme prikazane na Sl. 5.5. Pretpostaviće se da potrošač u čvoru B ima faktor snage jednak 1. Prvo će se analizirati kako bi operator mogao da kontroliše napon na sabirnici B koristeći reaktivne mogućnosti generatora u ovom čvoru. Neka se pretpostavi da je napon u čvoru A konstantan i jednak svojoj nominalnoj vrednosti. Slika 5.6 pokazuje da kada je snaga prenosa od čvora A ka čvoru B mala, reaktivna snaga proizvedena ekvivalentnim otočnim kapacitetima voda premašuje reaktivnu snagu potrošenu u ekvivalentnim rednim reaktansama. Generator na sabirnici B mora da apsorbira ovaj višak da bi zadržao napon na gornjoj granici prihvatljivog opsega. Kada je prenosna snaga između 100 i 145 MW, ravnoteža reaktivne snage je takva da napon ostaje prirodno unutar prihvatljivih granica. Injektiranje reaktivne snage u čvoru B nije potrebno da bi se postigli ovi uslovi. Kada snaga prenosa pređe 145 MW, reaktivni gubici u vodovima moraju biti nadoknađeni injektiranjem reaktivne snage u čvor B kako napon ne bi pao ispod donje granice.



Sl. 5.5 π -šema prenosnog voda



Sl. 5.6. Promene injektiranja reaktivne snage i napona na sabirnici B sistema sa dva čvora iz Primera 5.5. Napon (puna linija) i potrebna reaktivna snaga za održavanje ovog napona u okviru normalnih granica (isprekidana linija) su date kao funkcija prenosa snage iz čvora A

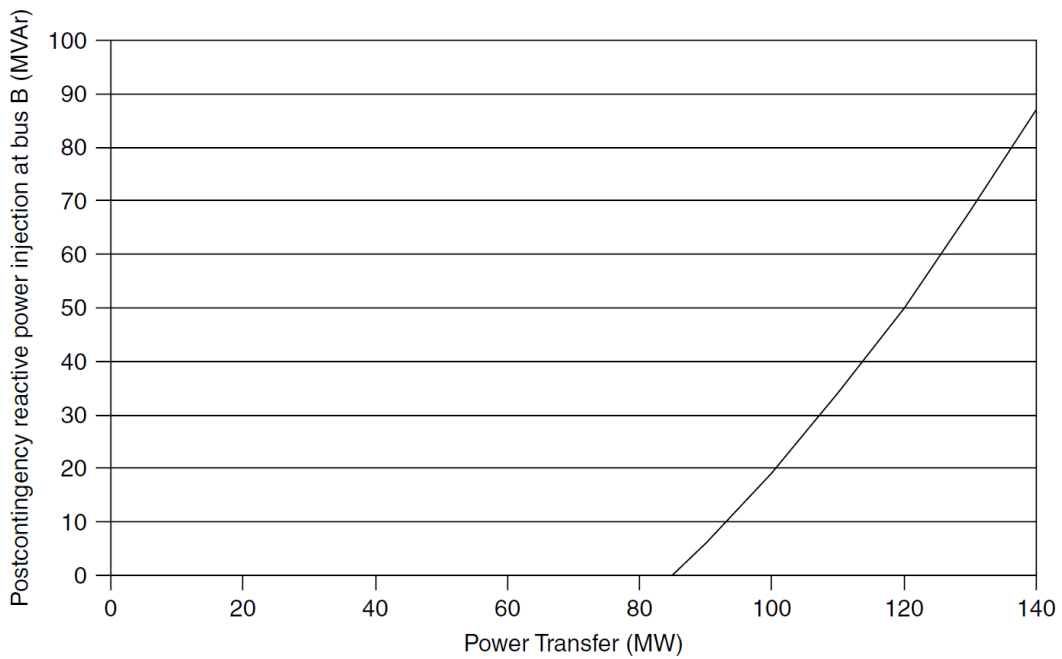
Ako je generator koji je priključen na sabirnicu B van pogona ili ako traži previsoku cenu za regulisanje napona na sabirnici B, operator sistema može pokušati da ga kontroliše podešavanjem napona generatora na sabirnici A. Kada je prenosna snaga mala, napon na sabirnici B je visok. Da bi se održao ispod gornje granice, napon generatora na sabirnicama A mora biti snižen. To podrazumeva da ovaj generator mora da apsorbira reaktivnu snagu. Tabela 5.1 pokazuje da kada se prenosi 49 MW, napon na B je na gornjoj granici, a napon na A je na donjoj granici. Prema tome, ne može se preneti manja snaga od ove, bez narušavanja naponskih limita. S druge strane, kada se prenosi velika snaga, potrebno je povećati napon generatora A da bi napon na B bio iznad donje granice. Tabela 5.1 pokazuje da kada ovaj prenos snage dostigne 172,5 MW, napon na A je na gornjoj granici, a napon na B je na donjoj granici. Prenos snage manji od 49,0 MW ili veći od 172,5 MW prema tome bi doveo do narušavanja dozvoljenih granice napona na nekom od čvorova A ili B. Dalje injektiranje reaktivne snage u čvoru A van ovog opsega snage prenosa je besmisleno. Prema tome može se zaključiti da je lokalna kontrola napona mnogo efikasnija od daljinske kontrole, čak i u normalnim uslovima rada.

Tabela 5.1. Kontrola napona u čvoru B koristeći generator u čvoru A

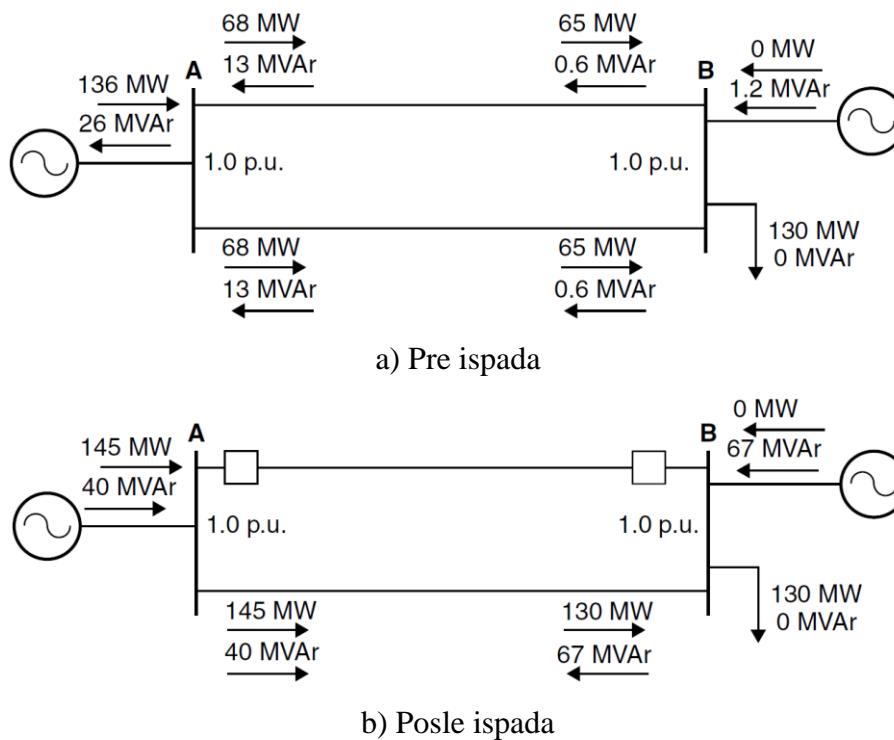
Snaga prenosa [MW]	U_B [p.u.]	U_A [p.u.]	Q_A [Mvar]
49.0	1.05	0.95	-68.3
172.5	0.95	1.05	21.7

Kao što je već rečeno, stvarna vrednost usluge reaktivne podrške, međutim, ne leži u stvarnoj proizvodnji reaktivne snage, već u sposobnosti snabdevanja reaktivnom snagom i sprečavanja kolapsa napona nakon ispada. Program za proračun tokova snaga može da pruži grubu procenu vrednosti reaktivne snage koja se mora injektirati nakon ispada radi sprečavanja kolapsa napona. Precizniji proračun potreba za rezervama reaktivne snage zahteva razmatranje dinamičkih efekata. Sl. 5.7 prikazuje kolika reaktivna snaga mora biti injektirana na sabirnicu B kako bi se sprečilo kolaps napona nakon ispada jednog od dva voda razmatranog sistema sa dve sabirnice. Pre ispada, napon na sabirnici A održava se na nominalnoj vrednosti pomoću generatora priključenog na tu sabirnicu. Ovaj grafik pokazuje da sistem može da izdrži ispad voda bez reaktivne podrške na sabirnicama B kada je prenos snage manji od 85 MW. Međutim, za snage prenosa veće od ove vrednosti značajno se povećavaju zahtevi za reaktivnom snagom.

Na Sl. 5.8 prikazani su bilansi reaktivne snage pre i posle ispada u slučaju prenosa snage od 130 MW od A ka B. Generator u B održava napon na svojim sabirnicama na nominalnoj vrednosti pre i nakon ispada. U stanju pre ispada, vodovi proizvode oko 25 Mvar, što generator na sabirnici A mora da apsorbuje. Gubici aktivne snage su oko 3 MW. Nakon ispada, oba generatora moraju injektirati reaktivnu snagu u preostali vod kako bi se sprečio naponski kolaps. Umesto proizvodnje reaktivne snage, linija sada troši 107 Mvar. Sa druge strane, gubici aktivne snage povećavaju se na 15 MW.



Sl. 5.7 Potreba za reaktivnom podrškom u čvoru B nakon ispada jedne od linija koje povezuju čvorove A i B



Sl. 5.8 Tokovi aktivne i reaktivne snage pre i posle ispada

5.2.2.5 Usluge stabilnosti

Neki operatori sistema mogu da zahtevaju od generatora druge usluge mrežne sigurnosti. Na primer, šeme za isključenje (*intertrip schemes*) mogu da ublaže probleme sa

tranzijentnom stabilnošću. Ove šeme ne utiču na trenutno stanje elektroenergetskog sistema, ali u slučaju neželjenog događaja u sistemu, oni automatski isključuju neki generator i/ili određeno opterećenje kako bi se održala stabilnost sistema. Slično, sistemski stabilizatori (*power system stabilizers*) vrše podešavanja izlazne snage generatora kako bi umanjile oscilacije koje se mogu javiti u mreži. Delovanje ovih stabilizatora povećava vrednost snage koja se može preneti.

5.2.3 Obnavljanje sistema

Uprkos naporima operatora sistema, poremećaj može nekad da se otme kontroli i da čitav sistem doživi kolaps. Tada je odgovornost operatera sistema da što pre sistem vrati u normalno radno stanje. Međutim, ponovno pokretanje velikih termoagregata zahteva značajnu snagu koja nije dostupna ako je ceo sistem u kolapsu. Na sreću, neke vrste generatora (npr. hidrogenatori i mali dizel generatori) mogu da se ponovo pokrenu ručno ili koristeći energiju koja se čuva u baterijama. Operator sistema mora da obezbedi dovoljno ovih resursa za obnavljanje kako bi garantovao brzu restauraciju sistema u bilo kom trenutku. Ova pomoćna usluga se obično naziva *black-start capability*.

5.3 Dobijanje pomoćnih usluga

U prethodnoj sekciji videlo se da operateru sistema trebaju određeni resursi za održavanje sigurnosti sistema i da se neki od ovih resursa moraju dobiti od drugih učesnika u vidu pomoćnih usluga. Postoje dva mehanizma koja se mogu koristiti kako bi se obezbedilo da sistemski operater dobije potrebnu pomoćnu uslugu. Prvi pristup se sastoji u tome da je obezbeđivanje neke pomoćne usluge obavezno. Drugi podrazumeva stvaranje tržišta za pomoćne usluge. Kao što će se videti, oba pristupa imaju prednosti i mane. Na izbor jednog mehanizma u odnosu na drugi utiče ne samo tip pomoćne usluge, već i priroda elektroenergetskog sistema i istorijske okolnosti.

5.3.1 Obavezno pružanje pomoćnih usluga

Kod ovog pristupa, kao uslov za dozvolu za priključenje na elektroenergetski sistem, od određene kategorije učesnika zahteva se da pruže određenu vrstu pomoćnih usluga. Na primer, pravila za priključenje od generatorskih jedinica mogu zahtevati da:

- budu opremljene sa regulatorom sa koeficijentom promene (droop coefficient) od 4%.

Ovaj zahtev osigurava da sve jedinice jednako doprinesu regulaciji frekvencije;

- budu sposobne da rade na faktorom snage od 0.85 do 0.9, i da bude opremljene automatskim regulatorom napona. Ovo podstiče sve jedinice da učestvuju u regulaciji napona i doprinose stabilnosti napona.

Ovaj pristup predstavlja minimalno odstupanje od prakse vertikalno integrisanih sistema. Takođe garantuje da će na raspolaganju biti dovoljno resursa kako bi se održala sigurnost sistema. Ovakav pristup nije uvek ekonomski opravdan i mogu se javiti određene teškoće u implementaciji:

- Ovi zahtevi mogu uzrokovati nepotrebna ulaganja i proizvesti više resursa nego što je u stvari potrebno. Na primer, ne moraju sve generatorske jedinice učestvovati u kontroli frekvencije kako bi se održala sigurnost sistema. Slično tome, nije potrebno da sve generatorske jedinice imaju stabilizatore sistema kako bi se umanjile oscilacije sistema.

- Ovaj pristup ne ostavlja prostor za tehnološke ili komercijalne inovacije. Učesnici na tržištu verovatno neće imati motiv da razviju nove i efikasnije načine pružanja usluga niti će to tražiti operator sistema.

- Prisiljavanje ima tendenciju da bude nepopularno među onima koji pružaju usluge jer oni smatraju da su prisiljeni da pruže uslugu koja povećava njihove troškove a za to nemaju naknadu. Na primer, generatori proizvodnjom reaktivne snage povećavaju gubitke u sinhronoj mašini a mogu i da smanje aktivnu snagu koju oni mogu proizvesti i prodati.

- Neki učesnici možda nisu u mogućnosti pružiti neke od usluga ili ih ne mogu pružiti na efikasan način. Nuklearne jedinice, na primer, ne mogu pružiti usluge koje zahtijevaju brze promene u izlaznoj aktivnoj snazi. Visoko efikasne jedinice ne bi trebalo da budu prisiljene da rade na smanjenom opterećenju da bi omogućile pružanje usluge rezerve. Znatno je jeftinije da se centralno odredi koliko je rezerve potrebno i da se odredi nekoliko marginalnih jedinica kako bi se obezbedila ova rezerva. Prema tome princip obaveze se ne primenjuje na sve usluge, i neki učesnici mogu biti izuzeti. Ovo se može posmatrati i kao poremećaj konkurencije.

5.3.2 Tržište za pomoćne usluge

S obzirom na ekonomske nedostatke i praktične poteškoće obavezujućeg pristupa za pružanje pomoćnih usluga, obično se smatra poželjnim da se uspostavi tržišni mehanizam za nabavku bar nekih pomoćnih usluga. Oblik ovog mehanizma zavisi od prirode usluge. Dugoročni ugovori su poželjniji za usluge kod kojih se potrebna količina ne menja ili se vrlo malo menja tokom vremena, kao i za usluge čija je dostupnost određena uglavnom karakteristikama opreme. Mogućnosti pokretanja sistema nakon kolapsa (*black-start capability*), šema vanrednih isključenja (*intertrip schemes*), stabilizatori elektroenergetskog sistema (*power-system stabilizers*) i regulacija frekvencije (*frequency regulation*) obično se nabavljaju pod dugoročnim ugovorima. Sa druge strane, spot tržište je potrebno za usluge gde se potrebe za njima značajno razlikuju u toku dana, a ponude se menjaju zbog interakcije sa energetske tržištem. Na primer, bar deo neophodnih usluga rezerve se često nabavlja putem kratkoročnog tržišnog mehanizma. Međutim, operater sistema će uglavnom težiti da organizovanjem nekih dugoročnih ugovora za pružanje rezervi smanji rizik od mogućeg nedovoljnog rezervnog kapaciteta ili prekomernog plaćanja za rezervni kapacitet.

Tržišta pružaju fleksibilniji i ekonomski efikasniji mehanizam za nabavku pomoćnih usluga od principa obaveze. Međutim, nije jasno da li se tržišni pristup može primeniti na sve pomoćne usluge. U nekim slučajevima, broj učesnika koji su sposobni da pruže određenu pomoćnu uslugu je toliko mali da mogućnost za zloupotrebu tržišne moći sprečava nabavku usluga na konkurentnoj osnovi. Na primer, u nekim udaljenim delovima prenosne mreže može biti samo jedna generatorska jedinica koja može efikasno kontrolisati napon proizvodnjom reaktivne snage u slučaju nepredviđenih situacija. Prema tome, tržište reaktivne snage bi trebalo strogo kontrolisati kako bi se izbegle moguće zloupotrebe.

5.3.3 Pružanje pomoćnih usluga od strane potrošnje (*Demand-side*)

Pre uvođenja konkurencije u snabdevanje električnom energijom, proizvodne jedinice u vlasništvu vertikalno integrisanih kompanija pružale su praktično sve pomoćne usluge. Nažalost, ovo je i dalje praksa na mnogim tržištima električne energije. U pravom konkurentskom okruženju, operator sistema ne bi trebao da ima nikakvu obavezu da favorizuje proizvođače u nabavci pomoćnih usluga sve dok drugi provajderi mogu pružiti usluge istog kvaliteta. Podsticanje potrošača da pružaju pomoćne usluge ima nekoliko prednosti. Prvo, veći broj provajdera bi trebalo da poveća konkurenciju na tržištima za pomoćne usluge. Drugo, s globalne ekonomske perspektive, pružanje pomoćnih usluga od strane potražnje poboljšava korišćenje raspoloživih resursa. Na primer, ako isključenje opterećenja obezbeđuju neki od zahteva za rezervom, neki od proizvodnih kapaciteta ne

moraju da se koriste za rezervu. Proizvodne jedinice se na taj način mogu koristiti za proizvodnju električne energije, što im je i osnovna namena. Ako se tehnologija proizvodnje električne energije i dalje bude razvijala kao kombinacija velikih nefleksibilnih jedinica i obnovljivih izvora, resursi za kontrolu sistema možda će morati doći sa strane potražnje. Konačno, strana potražnje može biti pouzdaniji dobavljač nekih pomoćnih usluga od velikih proizvodnih jedinica. Verovatnoća da strana potražnje ne može da isporuči neku uslugu na vreme je stvarno manja. Ova usluga bi se obezbedila kombinacijom velikog broja relativno malih opterećenja.

Potražnja je verovatno najkonkurentnija u pružanju različitih vrsta rezervnih usluga. Neki potrošači (na primer, oni koji imaju velike pumpe za pumpanje vode opremljeni pogonima sa promenljivom brzinom) takođe bi mogli da se takmiče za pružanje usluge regulacije.

5.4. Kupovina pomoćnih usluga

Na početku ovog poglavlja rečeno je da je svrha pomoćnih usluga održavanje sigurnosti sistema u slučaju nepredvidljivih događaja. Sigurnost je "sistemski" koncept kojim se mora upravljati centralno. Operator sistema je stoga odgovoran za kupovinu sigurnosti u ime korisnika sistema. Ako se pretpostavi da je usvojen tržišni mehanizam za nabavku pomoćnih usluga, onda će ovaj operator sistema morati da plati pružaoce ovih usluga. On će onda morati da povрати ovaj trošak od korisnika. Pošto količina novca nije zanemarljiva, ovi korisnici imaju potrebu da nadgledaju ovaj proces kupovine. Moraju biti uvereni da je nabavljen optimalan iznos usluga, da se plaća prava cena i da svaki korisnik plaća pravi deo troškova pomoćnih usluga.

5.4.1 Kvantifikovanje potreba

U idealnom slučaju, nivo sigurnosti koji se obezbeđuje kupovinom pomoćnih usluga trebalo bi da se odredi kroz analizu troškova i koristi (*cost/benefit analysis*). Ova analiza postavila bi ovaj nivo na optimalnu tačku gde su marginalni troškovi pružanja veće sigurnosti jednaki marginalnoj vrednosti ove sigurnosti. Dok je marginalni trošak relativno jednostavan za izračunavanje, mnogo je teže izračunati marginalnu vrednost koja predstavlja uglavnom očekivane troškove za potrošače zbog isključenja opterećenja koja se ne dešavaju pružanjem usluga. S obzirom na to da *cost/benefit* analiza u nekim slučajevima nije praktična, razvijeni su bezbedonosni standardi koji aproksimiraju optimalno rešenje. Ovi standardi obično daju listu nepredviđenih događaja (lista ispada) koje sistem mora da izdrži. Izrađeni su

sofisticirani modeli i računarski alati koji pomažu sistemskim operaterima da upravljaju elektroenergetskim sistemom u skladu sa ovim standardima i kvantifikuju pomoćne usluge koje im trebaju da postignu ovaj cilj. Analiza ovih tehnika prevazilazi okvire ove knjige.

Ako se troškovi vođenja sistema jednostavno prenose na korisnike, operatori sistema mogu biti u iskušenju da kupe više pomoćnih usluga nego što je potrebno. Veći broj resursa za nepredviđene događaje, olakšava upravljanje sistemom. Prema tome, poželjno je razviti šemu koja podstiče operatora sistema ne samo da minimizira troškove kupovine pomoćnih usluga, već i da ograniči količinu nabavljenih usluga na ono što je zaista neophodno za održavanje sigurnosti.

5.4.2 Optimizacija energije i rezerve na centralizovanom tržištu električne energije

Postavljanje cene pomoćnih usluga na pravi nivo nije lako jer nabavka određene pomoćne usluge često ne može biti odvojena od nabavke električne energije ili drugih srodnih usluga. U prvim godinama konkurentnih tržišta električne energije, ovo pitanje nije bilo potpuno razjašnjeno. Energijom i svakom vrstom rezervi trgovalo se na odvojenim tržištima. Ova tržišta su sukcesivno zatvarana prema brzini odgovora pojedinih usluga. Na primer, prvo bi se zatvorilo tržište primarne rezerve, a zatim tržište sekundarnih rezervi i na kraju energetska tržišta. Ideja je bila da se resursi koji na jednom tržištu nisu prošli mogu ponuditi na drugim tržištima. Ponude koje su bile uspešne na jednom tržištu nisu se razmatrale u narednim. Iskustvo je pokazalo da ovaj pristup dovodi do određenih problema.

Sada postoji širok konsenzus da energiju i rezervu treba ponuditi na zajedničkim tržištima i da se ova tržišta istovremeno moraju zatvoriti kako bi se smanjili ukupni troškovi snabdevanja električnom energijom i rezervom. Ova međuoportimizacija je neophodna zbog jake interakcije između snabdevanja energijom i obezbeđivanja rezervi. Da bi se bolje razumele ove interakcije, dovoljno je reći da za obezbeđivanje obrtne rezerve, generatori ne mogu da budu opterećeni nominalnom snagom. Ovaj način rada ima nekoliko posledica:

- Generatori koji ne rade sa nominalnim opterećenjem ne mogu prodati onoliko energije koliko bi inače hteli ili mogli da prodaju;
- Da bi zadovoljili potražnju, drugi generatori, koji su generalno skuplji, moraju proizvesti više energije;
- Efikasnost generatora koji obezbeđuju obrtnu rezervu može biti manja nego što bi bila ako bi radili sa punim opterećenjem. Prema tome, ovi proizvođači možda moraju biti plaćeni više za energiju koju pružaju.

Obezbeđivanje rezerve povećava cenu električne energije. U nastavku kroz jednostavne primere biće analizirano kako optimizacija na centralizovanom tržištu električne energije minimizira ovaj dodatni trošak uz istovremeno osiguranje da ni jedan generator ne bude u nepovoljnom položaju kada se zatraži od njega da obezbedi rezervu, a ne da proizvodi električnu energiju.

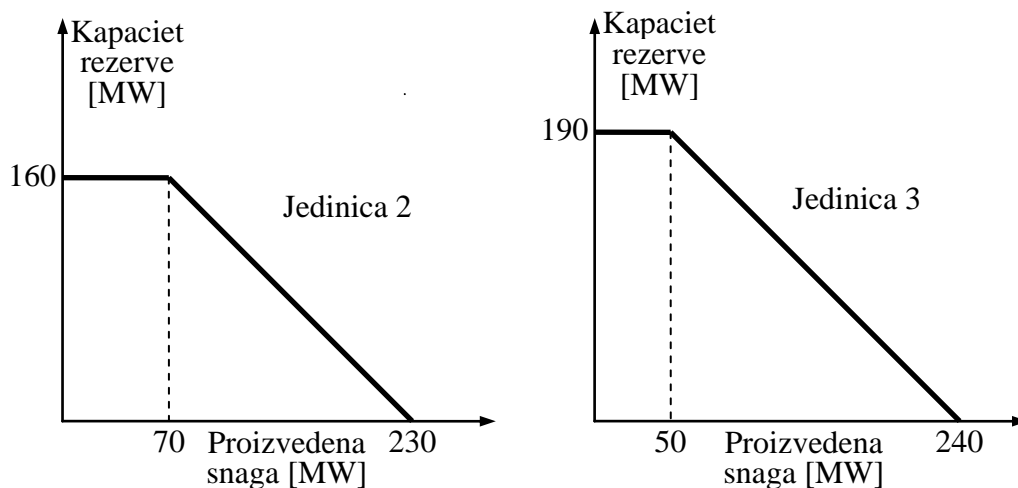
5.4.2.1 Primer 5.6

Razmotriće se malo tržište električne energije gde potražnja varira između 300 i 720 MW. U cilju jednostavnosti, pretpostaviće se da je potrebna samo jedna vrsta rezervi i da je 250 MW ove rezerve potrebno za održavanje sigurnosti za sva radna stanja. Četiri generatora su vezana na ovaj sistem. Tabela 5.2 prikazuje njihove karakteristike.

Tabela 5.2. Marginalni troškovi, maksimalna snaga i mogućnosti rezerve generatorskih jedinica iz Primera 5.6

Generatorska jedinica	Marginalni troškovi energije [\$/MWh]	P^{max} [MW]	R^{max} [MW]
1	2	250	0
2	17	230	160
3	20	240	190
4	28	250	0

Može se uočiti da je za generatore pretpostavljeno da imaju konstantne marginalne troškove i da su rangirani prema troškovima. Iako imaju slične kapacitete, njihove mogućnosti obezbeđivanja rezervi su prilično različite. Jedinice 1 i 4 ne mogu obezbediti rezervu koja ispunjava uslove koje je postavio operator sistema. S druge strane, iznos rezervi koju jedinice 2 i 3 mogu pružiti je ograničen ne samo njihovim kapacitetom već i njihovom sposobnošću da odgovore na zahteve. Sl. 5.9 prikazuje koliko rezerve mogu da obezbede u funkciji količine električne energije koju proizvode. Ovde su ignorisana sva ograničenja i problemi koji se mogu javiti pri radu generatora na niskom nivou izlazne snage (tehnički minimum).



Sl. 5.9 Iznos rezervi koju proizvodne jedinice 2 i 3 mogu obezbediti u funkciji električne energije koju proizvode

Pretpostaviće se da ovo tržište funkcioniše na centralizovanom modelu, da su ponude generatora za proizvodnju električne energije jednake njihovim marginalnim troškovima i da tržišna pravila ne zahtevaju posebne ponude za pružanje rezerve. Ova poslednja pretpostavka ima smisla ako generatori nemaju direktne troškove prilikom pružanja rezerve. Ova pretpostavka neće važiti u sledećem primeru. Da bi se tržište zatvorilo, operator mora odrediti angažovanja koja minimizuju troškove proizvodnje (mereno ponudama) uz poštovanje sistemskih ograničenja. Formalno, ovaj problem se može izraziti na sledeći način:

Potrebno je odrediti snagu koju proizvede svaki od četiri generatora (P_1, P_2, P_3 i P_4) i iznos rezervi koju obezbeđuju te jedinice (R_1, R_2, R_3 i R_4) tako da se minimizuje funkcija

$$2 \cdot P_1 + 17 \cdot P_2 + 20 \cdot P_3 + 28 \cdot P_4, \quad (5.2)$$

uvažavajući sledeća ograničenja:

- ograničenje balansa između proizvodnje i potrošnje:

$$P_1 + P_2 + P_3 + P_4 = D \quad (5.3)$$

- ograničenje po minimalnom zahtevu za rezervom:

$$R_1 + R_2 + R_3 + R_4 \geq 250 \quad (5.4)$$

- ograničenja prema tehničkim mogućnostima generatora:

$$\begin{aligned} 0 &\leq P_1 \leq 250 \\ 0 &\leq P_2 \leq 230 \\ 0 &\leq P_3 \leq 240 \\ 0 &\leq P_4 \leq 250 \end{aligned} \quad (5.5)$$

- ograničenja po pitanju rezerve:

$$\begin{aligned} R_1 &= 0 \\ 0 &\leq R_2 \leq 160 \\ 0 &\leq R_3 \leq 190 \\ R_4 &= 0 \end{aligned} \tag{5.6}$$

- ograničenja po kapacitetima generatora:

$$\begin{aligned} P_1 + R_1 &\leq 250 \\ P_2 + R_2 &\leq 230 \\ P_3 + R_3 &\leq 240 \\ P_4 + R_4 &\leq 250 \end{aligned} \tag{5.7}$$

Ovaj problem lako se rešava linearnim programiranjem. U Tabeli 5.3 prikazani su rezultati za vrednosti potrošnje D u opsegu od 300 do 720 MW. Pored pronalaženja optimalne raspodele snage i rezerve, mogu se izračunati i dualne promenljive ili Lagranžovi multiplikatori povezani sa svakim od ograničenja. Lagranžov multiplikator koji se odnosi na ograničenje po balansu proizvodnje i potrošnje daje marginalne troškove proizvodnje električne energije. Slično, Lagranžov multiplikator povezan sa ograničenjem obavezne rezerve daje marginalne troškove pružanja rezerve. Na centralizovanom tržištu, ovi marginalni troškovi se smatraju tržišnim cenama za električnu energiju i rezervu, respektivno.

Tabela 5.3 Rešenje optimizacionog problema iz Primera 5.6

Potrošnja [MW]	P_1 [MW]	R_1 [MW]	P_2 [MW]	R_2 [MW]	P_3 [MW]	R_3 [MW]	P_4 [MW]	R_4 [MW]
300-420	250	0	50-170	60	0	190	0	0
420-470	250	0	170	60	0-50	190	0	0
470-720	250	0	170	60	50	190	0-250	0

Za ovaj jednostavan primer rešenje se može jednostavno proveriti ručno i bolje razumeti fizičko značenje cene rezervi i njene promene sa promenom potražnje.

Ako se uzme minimalno opterećenje koje iznosi 300 MW i ako se zna da jedinica 1 ima najmanji marginalni operativni trošak i ne može obezbediti rezervu, odmah se može zaključiti da ova jedinica mora proizvesti maksimalnu izlaznu snagu od 250 MW za sve vrednosti potražnje. Jedinice 2 i 3 su jedine koje mogu pružiti rezervu. Pošto jedinica 2 može obezbediti najviše 160 MW, jedinica 3 mora da obezbedi najmanje 90 MW. S obzirom da

ova jedinica ima proizvodni kapacitet od 240 MW, njena izlazna snaga je ograničena na 150 MW, odnosno.

$$0 \leq P_3 \leq 150 \quad (5.8)$$

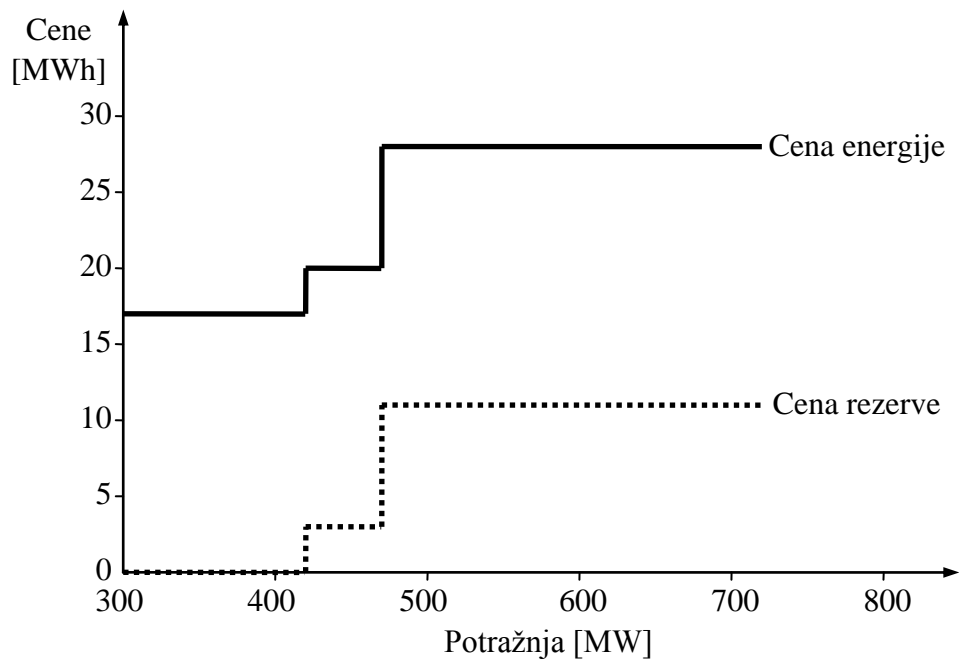
Slično, pošto jedinica 3 može obezbediti najviše 190 MW rezerve, jedinica 2 mora da obezbedi najmanje 60 MW. Izlazna snaga je tako ograničena na 170 MW:

$$0 \leq P_2 \leq 170 \quad (5.9)$$

Za potrošnju u opsegu od 300 do 420 MW, jedinica 2 je marginalni generator. Ona proizvodi između 50 i 170 MW, to jest snagu koja nije dala jedinica 1, koja radi na punom kapacitetu od 250 MW. Marginalni trošak jedinice 2 određuje cenu energije od 17 \$/MWh. U ovom opsegu potrošnje ograničenje po minimalnoj rezervi nije aktivno jer jedinice 2 i 3 mogu da pruže više od dovoljne rezerve. Prema tome cena rezerva je nula.

Kada je potražnja u opsegu od 420 do 470 MW, proizvodnja jedinice 2 je ograničena na 170 MW jer mora obezbediti najmanje 60 MW rezerve. Jedinica 3 postaje marginalni generator i progresivno povećava svoju izlaznu snagu od 0 do 50 MW. Cena energije je jednaka marginalnom trošku jedinice 3, odnosno 20 \$/MWh. Da bi se odredila cena rezerve, mora se videti odakle bi došao dodatni megavat rezerve i koliko bi to koštalo. Sl. 5.9 pokazuje da u okviru ovog opsega jedinica 3 može da obezbedi rezervu od 190 MW, što je maksimalno što ona može da isporuči pod bilo kojim okolnostima. Da bi dobili dodatni megavat rezerve izvan osnovnog zahteva od 250 MW, morala bi se smanjiti izlazna snaga jedinice 2 za 1 MW. Umesto proizvodnje od 170 MW ona bi proizvela 169 MW. Da bi se nadoknadilo ovo smanjenje, morala bi se povećati izlazna snaga jedinice 3 za 1 MW. Ovaj dodatni megavat iz jedinice 3 koštaće 20 \$, dok će smanjenje proizvodnje iz jedinice 2 uštedeti 17 \$. Neto troškovi dobijanja dodatnog MW rezerve, a time i cena rezerve, prema tome je $20 - 17 = 3$ \$/MWh.

Kada je potražnja u opsegu od 470 do 720 MW, marginalni generator je jedinica 4, a njegova proizvodnja se povećava od 0 do 250 MW. Ograničenja po rezervi zadržavaju proizvodnju jedinica 2 i 3 na 170 i 50 MW, respektivno. U ovom opsegu cena energije iznosi 28 \$/MWh. Cena rezerve se povećava na 11 \$/MWh jer da bi se obezbedio još jedan megavat rezerve, mora se smanjiti proizvodnju jedinice 2 za 1 MW i povećati proizvodnju jedinice 4 za istu vrednost. Cena ovog marginalnog redispečinga određuje cenu rezervi od $28 - 17 = 11$ \$/MWh. Na Sl.5.10 dat je pregled cena energije i rezerve za različite opsege potrošnje.



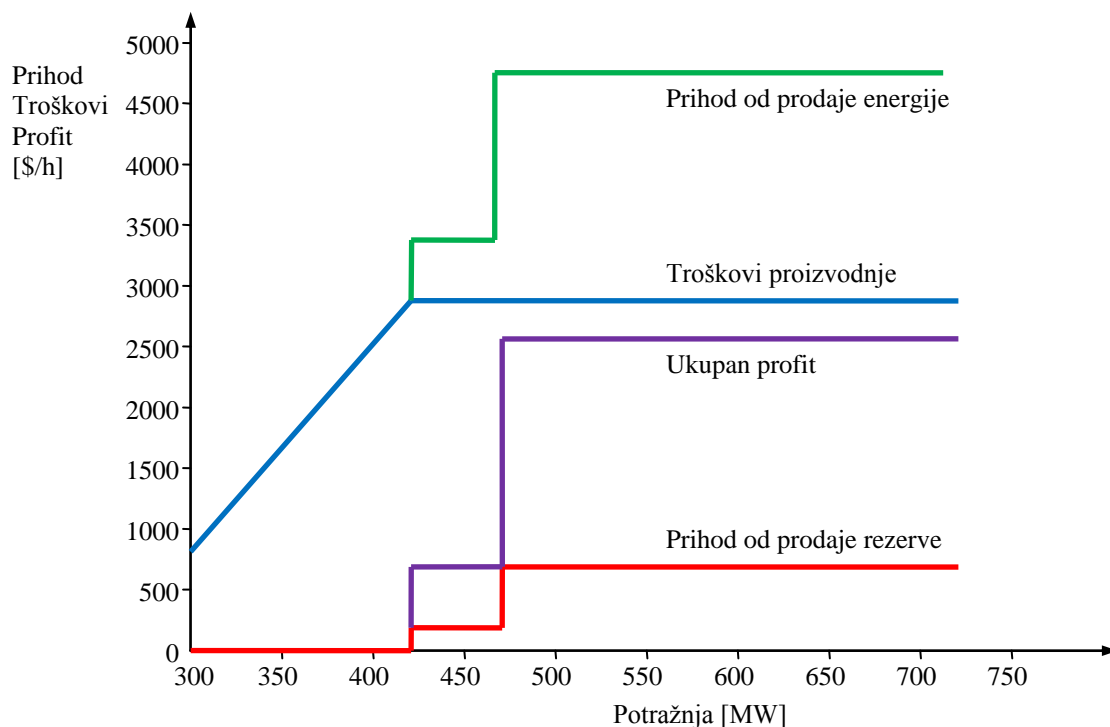
Sl. 5.10 Cene energije i rezerve za Primer 5.6

Sada se mogu ispitati prihodi koje dobija svaka proizvodna jedinica, troškovi koje one imaju i profit koji ostvaruju proizvodnjom energije i obezbeđivanjem rezervi. Ova analiza nije naročito zanimljiva u slučaju jedinice 1, jer ona uvek radi na punoj izlaznoj snazi i prodaje svoju energiju po ceni koja je određena marginalnim troškovima drugih generatora.. S obzirom na to da je sopstveni marginalni trošak uvek niži od ove cene, ona uvek ostvaruje dobar operativni profit.

U opsegu potražnje od 300 do 420 MW, tržišna cena energije je jednaka ceni ponude generatorske jedinice 2. Pošto je pretpostavka da svi proizvođači daju ponude prema marginalnim troškovima proizvodnje, ova jedinica ne ostvaruje profit na prodaji električne energije. S obzirom na to da je cena rezerve nula, ne ostvaruje profit ni na rezervi. S druge strane, kada je potražnja u opsegu između od 420 do 470 MW, iako jedinica 2 ima niži marginalni trošak od ostalih jedinica, njena proizvodnja je ograničena na 170 MW zbog ograničenja obavezne rezerve. Jedinica 3 je tada marginalni proizvođač energije. Cena energije skače sa 17 na 20 \$/MWh, što znači da jedinica 2 ostvaruje profit od 3 \$/MWh na svakom MWh koji proizvede. Na prvi pogled može se smatrati da vlasnik jedinice 2 nije fer tretiran pošto ga ograničenje po rezervi sprečava da proda dodatnih 60 MWh energije koju bi mogao prodati jer se nude po nižoj ceni od jedinice 3. Međutim, može se primetiti, da je cena rezervi u ovom opsegu potražnje 3 \$/MWh i da jedinica 2 obezbeđuje 60 MW rezervi. Prihod koji ona prikupi za rezervu koju pruža, prema tome upravo je jednak trošku oportuniteta

(mogućnosti) zbog energije koju nije prodala. Vlasniku jedinice 2 je svejedno da li će proizvoditi više električne energije ili obezbediti rezervu. U istom opsegu potražnje, jedinica 3 ne ostvaruje ekonomsku dobit od prodaje energije, jer je ona marginalni proizvođač. Sa druge strane, ostvaruje profit od 3 \$/MWh od obezbeđenja rezerve, jer je marginalni generator koji daje rezervu jedinica 2.

Kada se potražnja poveća iznad 470 MW, jedinica 4 postaje marginalni proizvođač i određuje cenu energije od 28 \$/MWh. Jedinica 2 tako ostvaruje profit od 11 \$/MWh na svakom od 170 MW koji proizvede. Njeni vlasnici ne razmišljaju o ograničenju po rezervi na proizvodnju svoje jedinice, jer oni takođe ostvaruju profit od 11 \$/MWh na svakom MW rezerve koju obezbede. Jedinica 2 je i dalje marginalni generator za rezervu u ovom opsegu potražnje. S druge strane, jedinica 3 ostvaruje profit od 8 \$/MWh za proizvodnju energije i profit od 11 \$/MWh na rezervi koju pruža, jer nije marginalni generator ni za energiju ni za rezervu. Sl. 5.11 daje pregled prihoda jedinice 2 koji proizlaze iz tržišta energije i rezerve, kao i pregled troškova i profita.



Sl. 5.11 Prihodi, troškovi i profit jedinice 2 iz Primera 5.6

5.4.2.2 Primer 5.7

Ovde će se pretpostaviti da su tržišna pravila koja su razmatrana u prethodnom primeru promenjena kako bi se u obzir uzeli troškovi koje proizvođači imaju pri pružanju rezerve. Ovi troškovi mogu da se odnose na gubitak zbog manje efikasnosti jedinica koje ne rade sa optimalnom (maksimalnom) snagom ili na dodatne troškovi održavanja koji su posledica pružanja rezerve. Generatorima je prema tome omogućeno da daju posebne ponude na tržištu rezervi. Na tržištu koje nije idealno konkurentno, ove ponude ne bi odražavale marginalne troškove pružanja rezervi, ali bi odražavale vrednost koju generatori smatraju za cenu rezerve koju pružaju. Takođe će se pretpostaviti da jedinica 4 sada može obezbediti maksimalno 150 MW rezerve. Tabela 5.4 prikazuje ponude koje su generatori dostavili, kao i odgovarajuće karakteristike jedinica.

Tabela 5.4. Marginalni troškovi, maksimalna snaga i mogućnosti rezerve
generatorskih jedinica iz Primera 5.7

Generatorska jedinica	Marginalni troškovi energije [\$/MWh]	Marginalni troškovi rezerve [\$/MWh]	P^{max} [MW]	R^{max} [MW]
1	2	0	250	0
2	17	0	230	160
3	20	5	240	190
4	28	7	250	150

S obzirom na to da generatori sada eksplicitno nude rezervu, objektivna funkcija optimizacionog problema koju operator tržišta mora da reši postaje:

$$2 \cdot P_1 + 17 \cdot P_2 + 20 \cdot P_3 + 28 \cdot P_4 + 0 \cdot R_1 + 0 \cdot R_2 + 5 \cdot R_3 + 7 \cdot R_4 \quad (5.10)$$

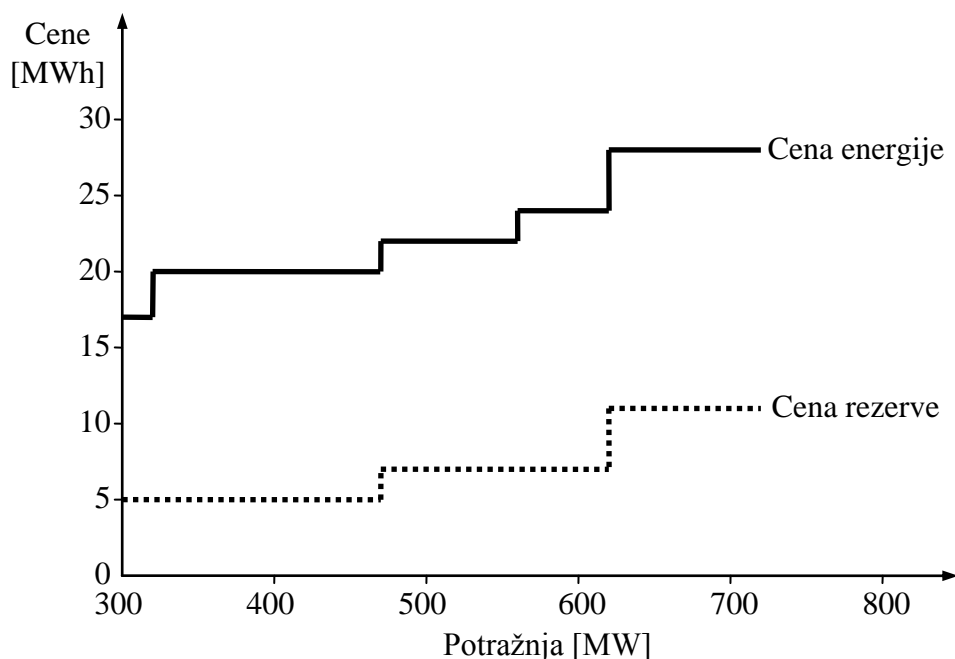
Ograničenja ostaju ista kao u Primeru 5.6, izuzev ograničenja po maksimalnoj rezervi koju može obezbediti jedinica 4

$$0 \leq R_4 \leq 150 \quad (5.11)$$

U Tabeli 5.5 data su angažovanja prema uslovima iz ovog primera, dok Sl. 5.12 prikazuje promene cena energije i rezerve.

Tabela 5.3 Rešenje optimizacionog problema iz Primera 5.7

Potrošnja [MW]	P_1 [MW]	R_1 [MW]	P_2 [MW]	R_2 [MW]	P_3 [MW]	R_3 [MW]	P_4 [MW]	R_4 [MW]
300-320	250	0	50-70	160	0	90	0	0
320-470	250	0	70	160	0-150	90	0	0
470-560	250	0	70	160	150-240	90-0	0	0-90
560-620	250	0	70-130	160-110	240	0	0	90-150
620-720	250	0	130	100	240	0	0-100	150



Sl. 5.12 Cene energije i rezerve za Primer 5.7

Uradiće se analiza ovog rešenja. Kada je potražnja u opsegu od 300 do 320 MW, jedinica 1 proizvodi svoju maksimalnu snagu od 250 MW dok jedinica 2 proizvodi ostatak potražnje i stoga je ona marginalni generator. Prema tome cena energije iznosi 17 \$/MWh. Jedinica 2 obezbeđuje maksimalni iznos rezervi koju može da isporuči (160 MW) jer je spremna da obezbedi ovu rezervu bez ikakvih troškova. Jedinica 3 daje preostali deo obavezne rezerve i ona je marginalni generator za ovu usluga. Zbog toga je cena rezerve 5 \$/MWh. Jedinica 2 ostvaruje dobit od 5 \$ po MWh rezervi, dok jedinica 3 pokriva troškove obezbeđenja rezerve.

U opsegu potražnje od 320 do 470 MW, izlazna snaga jedinice 2 se održava na 70 MW, tako da može da obezbedi rezervu od 160 MW. Jedinica 3 je marginalni proizvođač

energije i određuje cenu od 20 \$/MWh. Jedinica 3 je takođe marginalni generator za rezervu i cena rezerve tako ostaje na 5 \$/MWh. Jedinica 2 ostvaruje dobit od 3 \$/MWh na energiju koju prodaje i dobija 5 \$/MWh na rezervi koju pruža. Pre tome ova jedinica ima koristi od toga da je ograničena u količini koju može prodati na tržištu električne energije.

Ako je potražnja u opsegu od 470 do 560 MW, jedinica 2 nastavlja da proizvodi 70 MW i da obezbeđuje rezervu od 160 MW. Jedinica 3 je marginalni proizvođač električne energije. Kako se proizvodnja energije povećava, njen doprinos rezervi mora da se smanji. Jedinica 4 kompenzuje ovo smanjenje. U ovom slučaju cena energije nije jednaka marginalnim troškovima jedinice 3, jer povećanje proizvodnje energije u jedinici 3 utiče na alokaciju rezerve. Proizvodnja dodatnog MW sa jedinicom 3 košta 20 \$/MWh, ali smanjuje njen doprinos rezervi za isti vrednost, čime štedi 5 \$/MWh. Taj MW rezerve obezbeđuje jedinica 4 po ceni od 7 \$/MWh. Stoga cena energije iznosi $20 - 5 + 7 = 22$ \$/MWh, što nije jednako marginalnim troškovima proizvodnje bilo kog od generatora. Jedinica 3 prema tome zarađuje 2 \$/MWh iznad marginalnih troškova za energiju koju proizvede. Cena rezervi iznosi 7 \$/MWh, jer je marginalni provajder jedinica 4. Pokazuje se da je ovo rešenje zaista optimalno. Održavanje proizvodnje jedinice 3 na 150 MW da bi mogla da obezbedi rezervu od 90 MW, zahteva povećanje proizvodnje jedinice 4. Ovaj pristup bi bio skuplji jer bi proizvedena dodatna energija koštala 8 \$/MWh, dok bi ušteda obezbeđenja rezerve bila samo 2 \$/MWh.

Za opseg potražnje od 560 do 620 MW, jedinica 3 proizvodi maksimalnom snagom od 240 MW i prema tome ne može obezbediti rezervu. Interesantno, jedinica 2 ponovo postaje marginalni proizvođač energije. Međutim, cena energije nije 17, već 24 \$/MWh. Dok proizvodnja dodatnog MW sa jedinicom 2 košta 17 \$/MWh, to redukuje njen doprinos rezervi za isti iznos. Međutim, nema ušteda jer je jedinica 2 spremna da obezbedi rezervu besplatno. Dodatni MW rezerve obezbeđuje jedinica 4 po ceni od 7 \$/MWh. Cena energije je $17 + 7 = 24$ \$/MWh. Cena rezervi ostaje 7 \$/MWh jer je marginalni provajder jedinica 4.

Konačno, za potražnju veću od 620 MW, a manju od 720 MW, jedinice 2 i 3 proizvode 130 i 240 MW respektivno. Jedinica 4 je marginalni proizvođač energije, dok je jedinica 2 marginalni generator za rezervu. Zbog toga cena energije iznosi 28 \$/MWh. Cena rezerve iznosi 11 \$/MWh, jer se za dodatni MW rezerve mora smanjiti proizvodnja jedinice 2 (time štedimo 17 \$/MWh), a povećati proizvodnja jedinice 4 (po ceni od 28 \$/MWh).

Ova dva primera pokazuju da je moguće istovremeno zatvoriti tržišta za energiju i rezervu na način koji minimizuje troškove za potrošače, ispunjava zahteve sigurnosti, ali takođe osigurava pravedan tretman svih proizvođača energije i davalaca rezervnih usluga.

5.4.3 Raspodela (alociranje) troškova

Sigurnost sistema nije važna za sve potrošače podjednako. Na primer, trošak prekida napajanja je mnogo veći za fabriku poluprovodnika ili fabriku papira nego za rezidencijalne potrošače (domaćinstva). Neki potrošači bi zato trebalo da budu voljni da plate više za poboljšani nivo sigurnosti, dok bi drugi prihvatili manje pouzdani sistem u zamenu za smanjenje cene koju plaćaju za snabdevanje električnom energijom. Ovakva cena zasnovana na pouzdanosti bi bila ekonomski efikasna. Nažalost, trenutno stanje tehnologije ne omogućava operateru sistema da isporučuje različite nivoe sigurnosti. Primenjeni standardi sigurnosti moraju prema tome odražavati prosečan nivo sigurnosti koji bi trebao da bude prihvatljiv za sve. S obzirom na to da svi korisnici dobijaju isti nivo sigurnosti, logično je podijeliti troškove pomoćnih usluga među svim korisnicima na osnovu neke mere korišćenja sistema. Ova mera je tipično potrošena ili proizvedena energija.

Postoji, međutim, još jedan aspekt vezan za ovo pitanje. Ponašanje nekih korisnika može izazvati probleme u elektroenergetskom sistemu. Kažnjavanje ovakvih korisnika može ih naterati da promene svoje ponašanje. Na kraju, ova promena u ponašanju bi trebalo da smanji potrebu za dodatnom količinom usluge i da smanji troškove postizanja željenog nivoa sigurnosti. Ovaj koncept se može razmotriti koristeći sledeća dva primera.

5.4.3.1 Ko bi trebao da plati za rezervu?

Rezervni kapacitet proizvodnje je predviđen da spreči kolaps sistema kada se javi veliki debalans između opterećenja i proizvodnje. U većini slučajeva takav debalans nastaje zbog iznenadnog kvara (ispada) generatora ili iznenadnog isključenja interkonekcije sa susednim sistemom. Ako se takav slučaj dogodi kada sistem nema dovoljno rezervnih kapaciteta, operator sistema mora smanjiti opterećenje kako bi izbegao potpun kolaps sistema. Korišćenjem podataka iz prošlosti o stepenu ispada generatorskih jedinica i interkonekcija, moguće je izračunati količinu potrebne rezervi da se verovatnoća isključenja opterećenja smanji na prihvatljivo niski nivo. Ovi probabilistički proračuni potvrđuju da sistem sa većim stepenom ispada generatora zahteva više rezerve nego sistem u kojem su generatori pouzdaniji. Proračuni takođe pokazuju da sistemu sa nekoliko velikih generatora treba više rezerve nego sistemu sa mnogo manjih generatora. Zbog toga nepouzdanost nekoliko velikih proizvodnih jedinica može povećati potrebu za operativnom rezervom. S obzirom na to da je cilj da se minimizuju troškovi rezervnih usluga bez smanjenja nivoa sigurnosti, trebalo bi dati ovim generatorima podsticaj da smanje stope ispada. Ako nakon

nekog vremena mogu da pokažu da su uspeli da poboljšaju svoje performanse, sistemski operater će moći da smanji potrebnu količinu rezervi. *Strbac i Kirschen* (2000) su tvrdili da je najkorektniji podsticaj, uključivanje troškova usluga rezerve proizvođačima srazmerno njihovom doprinosu obaveznoj rezervi. Generatori očigledno prenose ovu cenu svojim potrošačima u obliku viših cena električne energije. Manje i pouzdane proizvodne jedinice bi onda imale konkurentsku prednost nad većim jedinicama kao i jedinicama sa većom stopom ispada.

5.4.3.2 Ko treba da plati za regulaciju i praćenje opterećenja?

Kirbi i Hirst (2000) su analizirali zahteve za uslugu praćenje opterećenja i regulaciju opterećenja u stvarnom elektroenergetskom sistemu. Takođe su razvili tehniku za alokaciju ovih zahteva između industrijskih i neindustrijskih potrošača. Za konkretni elektroenergetski sistem, njihova analiza je pokazala da na industrijske potrošače dolazi 93% zahteva za regulaciju i 58% zahteva za praćenjem opterećenja, iako predstavljaju samo 34% opterećenja sistema. Pošto se troškovi ovih usluga naplaćuju potrošačima na osnovu njihove potrošnje energije, domaćinstva očitno subvencionišu industrijske potrošače. Može se pokazati da postoje i velike varijacije između potreba pojedinih potrošača unutar industrijske grupe. Na primer, valjaonice aluminijuma i fabrike papira imaju opterećenja koja su skoro vremenski nepromenljiva i prema tome nemaju potrebu za regulaciju i praćenje opterećenja.

5.5 Prodaja pomoćnih usluga

Prodaja pomoćnih usluga predstavlja još jednu poslovnu mogućnost za generatorsku kompaniju. Tehnička ograničenja i analiza troškova, međutim, neraskidivo povezuju prodaju rezerve i usluge kontrole napona i prodaje električne energije. Na primer, generator ne može da proda obrtnu rezervu ili reaktivnu snagu ako jedinica ne radi bar na tehničkom minimumu. Nasuprot tome, jedinica koja radi sa maksimalnim kapacitetom ne može da proda rezervne kapacitete jer ih nema. Ako se odluči da smanji svoju proizvodnju energije kako bi mogla da proda rezervu, onda se ona odriče prilike za prodaju energije. Kako trošak ove mogućnosti može biti značajan, proizvodna kompanija mora simultano optimizovati prodaju energije i rezervnih usluga.

Umesto pokušaja da se razvije opšta formulaciju ovog očigledno složenog problema, ove interakcije će se analizirati pomoću jednostavnog primera.

Razmotriće se rad generatora koji može da prodaje i energiju i obrtnu rezervu na konkurentnim tržištima. Tačne karakteristike ove usluge obrtne rezerve nisu važne za ovu

analizu i neće se razmatrati mogućnost prodaje drugih pomoćnih usluga. Pretpostaviće se da su tržišta energije i rezerve dovoljno konkurentna da se ova jedinica može tretirati kao ona koja prihvata cenu (*price taker*). To znači da ponašanje generatora nema nikakvog uticaja na cenu energije niti na cenu rezerve i da može prodati bilo koju količinu na bilo kom tržištu. Razmotriće se rad ove jedinice u tržišnom periodu u trajanju od jednog sata i pretpostaviće se da je jedinica u pogonu na početku ovog perioda. Ove pretpostavke omogućavaju da se zanemare pitanja vezana za troškove pokretanja (*start-up cost*), minimalna vremena trajanja uključenja (*minimum uptime*) i minimalna vremena trajanja isključenja (*minimum downtime*). U konkretnoj aplikaciji, optimizacija bi se vršila za dan ili duže, i sva ova pitanja bi trebala biti uzeta u obzir.

Koristiće se sledeće oznake:

π_1 - cena po MWh na tržištu energije

π_2 - cena po MWh kapaciteta na tržištu obrtnih rezervi. MWh odgovara 1MW rezervnih kapaciteta koji su dostupni u toku jednog sata. Budući da se ovaj rezervni kapacitet može ili ne može realizovati, MWh rezerve nije ekvivalentan MWh energije. Zbog jednostavnosti pretpostaviće se da generator ne prima dodatnu naknadu kada je rezerva koju on obezbeđuje angažovana kao energija. Razmatranje ove naknade ne bi promenilo zaključke ovog primera.

x_1 - Količina koju nudi (*bid*) generator na tržištu energije. Budući da generator prihvata cenu (*price taker*), to je ujedno i količina energije koju generator prodaje.

x_2 - Količina koju nudi (*bid*) generator na tržištu rezerve. Budući da generator prihvata cenu (*price taker*), to je ujedno i količina rezerve koju generator prodaje.

P^{min} - Minimalna izlazna snaga generatora (tehnički minimum)

P^{max} - Maksimalna izlazna snaga generatora (nominalna snaga)

R^{max} - Gornja granica brzine promene izlazne snage (*ramp rate*) tj. moguća brzina odgovora na zahtev za rezervu. Na primer, ako jedinica ima maksimalnu brzinu promene snage od 120 MW na sat i rezerva mora biti isporučena u roku od 10 minuta, ova jedinica ne može isporučiti više od 20 MW rezerve.

$C_1(x_1)$ - Troškovi proizvodnje količine energije x_1 . Ova funkcija mora biti konveksna. Ona uključuje troškove goriva i održavanja koji se odnose na proizvodnju energije, ali ne uključuje troškove investiranja.

$C_2(x_2)$ - Troškovi obezbeđivanja količine rezerve x_2 . Ova funkcija takođe mora biti konveksna. Ne uključuje trošak oportunita (trošak mogućnosti) prodaje energije ili bilo kakve investicione troškove. Pretpostavlja se da generator može da proceni deo od

rezerve koju nudi, a koji može biti angažovan kao energija. Očekivani troškovi proizvodnje ove energije uključeni su u ovaj trošak.

Ovaj primer može da se formuliše kao optimizacioni problem sa ograničenjima. Budući da analizirani generator pokušava da maksimizuje profit koji proizilazi iz prodaje energije i rezervi, objektivna funkcija predstavlja razliku između prihoda i troškova za energiju i rezervu:

$$f(x_1, x_2) = \pi_1 x_1 + \pi_2 x_2 - C_1(x_1) - C_2(x_2) \quad (5.12)$$

Nekoliko tehničkih faktora nameće ograničenja na količinu energiju i rezervu koju ova jedinica može da pruži. Prvo, zbir ponuda za energiju i rezervu ne može premašiti maksimalnu izlaznu snagu generatora:

$$x_1 + x_2 \leq P^{\max} \quad (5.13)$$

Drugo, pošto jedinica ne može da radi ispod tehničkog minimuma, ponuda za energiju treba biti veća ili jednaka minimalnoj izlaznoj snazi:

$$x_1 \geq P^{\min} \quad (5.14)$$

Treće, jedinica ne može da ponudi više rezervi nego što može da isporuči u roku koji je dozvoljen karakteristikama usluge rezerve:

$$x_2 \leq R^{\max} \quad (5.15)$$

Ako je $R^{\max} \geq P^{\max} - P^{\min}$, količina rezervi koju jedinica može pružiti nije ograničena brzinom promene (*ramp rate*) i uslov (5.15) je nepotreban. Prema tome pretpostaviće se da $R^{\max} < P^{\max} - P^{\min}$. Ovo ograničenje podrazumeva da ograničenja (5.13) i (5.14) ne mogu biti istovremeno aktivna. Ovde nije eksplicitno modelovano da rezerva ne može biti negativna. To bi komplikovalo ovu analizu bez potrebe. S obzirom na objektivnu funkciju i ograničenja, može se formirati Lagranžova funkciju za ovaj optimizacioni problem:

$$\begin{aligned} \ell(x_1, x_2, \mu_1, \mu_2, \mu_3) = & \pi_1 x_1 + \pi_2 x_2 - C_1(x_1) - C_2(x_2) \\ & + \mu_1 (P^{\max} - x_1 - x_2) + \mu_2 (x_1 - P^{\min}) + \mu_3 (R^{\max} - x_2) \end{aligned} \quad (5.16)$$

Parcijalni izvodi Lagranžove funkcije po upravljačkim promenljivama daju uslove optimalnosti:

$$\frac{\partial \ell}{\partial x_1} = \pi_1 - \frac{dC_1}{dx_1} - \mu_1 + \mu_2 = 0 \quad (5.17)$$

$$\frac{\partial \ell}{\partial x_2} = \pi_2 - \frac{dC_2}{dx_2} - \mu_1 - \mu_3 = 0 \quad (5.18)$$

Rešenje mora da zadovolji i ograničenja tipa nejednakosti:

$$\frac{\partial \ell}{\partial \mu_1} = P^{\max} - x_1 - x_2 \geq 0 \quad (5.19)$$

$$\frac{\partial \ell}{\partial \mu_2} = x_1 - P^{\min} \geq 0 \quad (5.20)$$

$$\frac{\partial \ell}{\partial \mu_3} = R^{\max} - x_2 \geq 0 \quad (5.21)$$

i dodatne (komplementarne) uslove:

$$\mu_1 \cdot (P^{\max} - x_1 - x_2) = 0 \quad (5.22)$$

$$\mu_2 \cdot (x_1 - P^{\min}) = 0 \quad (5.23)$$

$$\mu_3 \cdot (R^{\max} - x_2) = 0 \quad (5.24)$$

$$\mu_1 \geq 0, \mu_2 \geq 0, \mu_3 \geq 0 \quad (5.25)$$

Dodatni komplementarni uslovi potvrđuju činjenicu da je ograničenje nejednakosti može biti aktivno ili neaktivno. Ako je aktivno, ponaša se kao ograničenje jednakosti i može se pokazati da je odgovarajući Lagranžov multiplikator μ_i jednak marginalnim troškovima ograničenja. Pošto aktivno ograničenje uvek povećava trošak optimalnog rešenja, Lagranžovi multiplikatori aktivnog ograničenja moraju biti pozitivni. Sa druge strane, pošto neaktivna ograničenja nejednakosti ne utiču na trošak optimalnog rešenja, njegov Lagranžov multiplikator je jednak nuli. Zbog toga su ograničenja nejednakosti povezana sa striktno pozitivnim Lagranžovim multiplikatorima i obrnuto. Ova opservacija će se ponovo koristiti u diskusiji koja sledi.

Jednačine (5.17) do (5.25) formiraju skup potrebnih i dovoljnih uslova za optimizaciju ovog problema. One se nazivaju uslovi *Karush Kuhn Tucker* (KKT). Nažalost, KKT uslovi ne govore koja ograničenja nejednakosti su aktivna. Softverski paketi za optimizaciju probaju različite kombinacije aktivnih ograničenja sve dok ne pronađu onu koja zadovoljava KKT uslove. Ovde će se ispitati sve moguće kombinacije jer svaka od njih ilustruje drugačiji oblik interakcije između tržišta energije i tržišta rezerve. Budući da postoje tri ograničenja nejednakosti u ovom problemu, mora se razmotriti osam mogućih kombinacija.

1. Slučaj: $\mu_1 = 0$; $\mu_2 = 0$; $\mu_3 = 0$

Pošto su svi Lagranžovi multiplikatori jednaki nuli, nijedno od ograničenja nije aktivno. Jednačine (5.17) i (5.18) se uprošćavaju:

$$\frac{\partial C_1}{\partial x_1} = \pi_1 \quad (5.26)$$

$$\frac{\partial C_2}{\partial x_2} = \pi_2 \quad (5.27)$$

Ovi uslovi podrazumevaju da će generator nuditi snabdevanje energijom i rezervom sve do tačke kada su njegovi marginalni troškovi jednaki njihovoj ceni. Pošto nema interakcije između energije i rezerve, ova situacija je slična prodaji energije na savršeno konkurentnom tržištu, kao što je opisano u Poglavlju 4.

2. Slučaj: $\mu_1 > 0$; $\mu_2 = 0$; $\mu_3 = 0$

Proizvodni kapacitet jedinice se u potpunosti iskorištava kombinacijom energije i rezervi:

$$x_1 + x_2 = P^{\max} \quad (5.28)$$

Zamenom Lagranžovih multiplikatora u jednačine (5.17) i (5.18) dobija se:

$$\pi_1 - \frac{dC_1}{dx_1} = \pi_2 - \frac{dC_2}{dx_2} = \mu_1 \geq 0 \quad (5.29)$$

Jednačina (5.29) pokazuje da je obezbeđivanje i energije i rezerve profitabilno. Maksimalna dobit se postiže kada je jedinica angažovana na takav način da je marginalni profit od energije jednak marginalnom profitu od rezervi. Vrednost Lagranžovog multiplikatora μ_1 ukazuje da se može postići dodatni marginalni profit ako se gornja granica izlazne snage relaksira.

3. Slučaj: $\mu_1 = 0$; $\mu_2 > 0$; $\mu_3 = 0$

Generator proizvodi tačno toliko enegije da radi na svom tehničkom minimumu:

$$x_1 = P^{\min} \quad (5.30)$$

Jednačine (5.17) i (5.18) daju:

$$\frac{dC_1}{dx_1} - \pi_1 = \mu_2 \quad (5.31)$$

$$\frac{dC_2}{dx_2} = \pi_2 \quad (5.32)$$

Da bi mogao da obezbedi obrtnu rezervu, generator mora da radi bar na svom tehničkom minimumu. Jednačina (5.32) pokazuje da ova jedinica treba da obezbedi rezervu do tačke u kojoj je marginalni trošak obezbeđivanja rezervi jednak tržišnoj ceni za rezervu. S

druge strane, pošto su Lagranžovi multiplikatori aktivnih ograničenja pozitivni, jednačina (5.31) pokazuje da je proizvodnja energije marginalno neprofitabilna. Ako je to moguće, generator bi više voleo da proizvodi manje energije.

Treba imati na umu da KKT uslovi određuju radnu tačku koja će maksimizovati profit. . . ili minimizovati gubitak! Oni ne garantuju da će generator stvarno ostvariti profit. U ovom slučaju, gubitak usled prodaje energije može da premaši dobit od prodaje rezerve. U cilju provere da li je radna tačka zaista profitabilna, moraju se zameniti vrednosti x_1 i x_2 u objektivnu funkciju datu jednačinom (5.12) i proveriti znak rezultata. Ako se ispostavi da je optimalna radna tačka neprofitabilna, generator može da odlučiti da isključi jedinicu za taj sat. Međutim, kada se rad jedne jedinice optimizuje tokom dužeg perioda (npr. tokom jednog dana), opšte optimalno rešenje može uključiti neprofitne periode zbog troškova startovanja i ograničenja po minimalnim vremenima uključenosti i isključenosti. Prodaja rezerve može da smanji gubitak koji se ima tokom ovih neprofitabilnih perioda.

4. Slučaj: $\mu_1 > 0$; $\mu_2 > 0$; $\mu_3 = 0$ i 5. Slučaj: $\mu_1 > 0$; $\mu_2 > 0$; $\mu_3 > 0$

Budući da je pretpostavljeno da je ograničenje po brzini promene (*ramp rate*) za rezervu manje od radnog opsega jedinice, ovi slučajevi nemaju fizički smisao i oni se neće analizirati.

6. Slučaj: $\mu_1 = 0$; $\mu_2 = 0$; $\mu_3 > 0$

Jedino ograničenje u ovom slučaju je da je rezerva ograničena brzinom promene (*ramp rate*). Ima se:

$$x_2 = R^{\max} \quad (5.33)$$

$$\frac{dC_1}{dx_1} = \pi_1 \quad (5.34)$$

$$\pi_2 - \frac{dC_2}{dx_2} = \mu_3 \geq 0 \quad (5.35)$$

Ove jednačine pokazuju da, iako je maksimizovan profit od prodaje energije, relaksiranje ograničenja brzine promene (*ramp rate*) povećava profit od prodaje rezerve.

7. Slučaj: $\mu_1 > 0$; $\mu_2 = 0$; $\mu_3 > 0$

Ograničenja po maksimalnoj snazi i brzini promene (*ramp rate*) su aktivna:

$$x_1 + x_2 = P^{\max} \quad (5.36)$$

$$x_2 = R^{\max} \quad (5.37)$$

Jednačina (5.36) može da se napiše u obliku:

$$x_1 = P^{\max} - R^{\max} \quad (5.38)$$

Uslovi optimalnosti (5.17) i (5.18) daju odgovarajuću marginalnu profitabilnost za energiju i rezervu:

$$\pi_1 - \frac{dC_1}{dx_1} = \mu_1 \quad (5.39)$$

$$\pi_2 - \frac{dC_2}{dx_2} = \mu_1 + \mu_3 \quad (5.40)$$

Pošto su i μ_1 i μ_3 pozitivni, jednačine (5.39) i (5.40) pokazuju da bi prodaja više energije i više rezerve bila profitabilna. Međutim, pošto je marginalna dobit od prodaje rezerve veća nego od prodaje energije, svi kapaciteti jedinice nisu naklonjeni prodaji energije. Nema svrhe umanjiti izlaznu snagu za više od R^{\max} zbog ograničenja na brzinu (*ramp rate*).

8. Slučaj: $\mu_1 = 0$; $\mu_2 > 0$; $\mu_3 > 0$

U ovom slučaju vrednosti obe promenljive x_1 i x_2 se određuju iz aktivnih ograničenja tipa nejednakosti:

$$x_1 = P^{\min} \quad (5.41)$$

$$x_2 = R^{\max} \quad (5.42)$$

Još jednom se mogu iskoristiti uslovi optimalnosti kako bi se utvrdila marginalna profitabilnost obe transakcije:

$$\pi_1 - \frac{dC_1}{dx_1} = -\mu_1 \quad (5.43)$$

$$\pi_2 - \frac{dC_2}{dx_2} = \mu_3 \quad (5.44)$$

Ove jednačine ukazuju na to da je prodaja rezerve profitabilna i da bi bila još veća ako ne bi bila ograničena brzinom promene (*ramp rate*). Sa druge strane, prodaja energije je neprofitabilna i bila bi još smanjena da nema tehničkog minimuma. Još jednom, profitabilnost ove radne tačke treba proveriti izračunavanjem objektivne funkcije.

6. PRENOSNA MREŽA I TRŽIŠTE ELEKTRIČNE ENERGIJE

6.1 Uvod

U većini, ako ne i svih regionima svijeta, pretpostavka da se električnom energijom može trgovati kao da su svi generatori i opterećenja povezani na istu sabirnicu nije prihvatljiva. Ograničenja u prenosu i gubici u mreži koja povezuje generatore i potrošače mogu da imaju veliki uticaj na tržište električne energije. U ovom poglavlju analiziraće se efekti koje prenosna mreža ima na trgovinu električnom energijom i posebne tehnike koje se mogu koristiti za prevazilaženje ovih ograničenja kao i promenu cena koja su uzrokovane prenosnom mrežom. Prvo će se kratko razmotriti bilateralno ili decentralizovano trgovanje. Zatim će se analizirati centralizovano trgovanje.

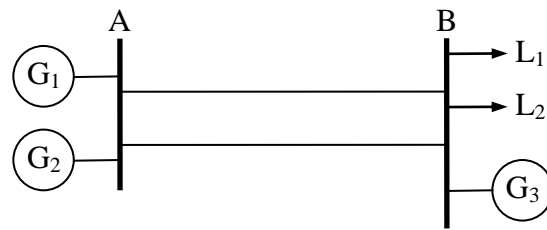
6.2 Decentralizovano trgovanje preko prenosne mreže

U decentralizovanom ili bilateralnom sistemu trgovanja, sve transakcije za električnu energiju uključuju samo dve stranke: kupca i prodavca. Ove dve strane se dogovaraju oko količine, cene i bilo kog drugog uslova vezanog za trgovinu. Operator sistema se ne uključuje u ove transakcije i ne određuje cene po kojima se izvršavaju transakcije. Njegova uloga je ograničena na održavanje balansa i sigurnosti sistema. To uključuje sledeće:

- Kupovina ili prodaja energije u svrhu balansiranja potrošnje i proizvodnje. Pod normalnim okolnostima, iznosi uključeni u ove balansne transakcije treba da budu mali.
- Ograničavanje snage koju generatori mogu injektirati u neke čvorove sistema ako se sigurnost ne može održavati nekim drugim sredstvima.

Može se posmatrati elektroenergetski sistem sa dve sabirnice prikazan na Sl. 6.1 u kojem se trgovanje električnom energijom vrši na bilateralnoj osnovi. Neka je Generator G_1 potpisao ugovor za isporuku 300 MW potrošaču L_1 , a da je generator G_2 pristao da isporuči 200 MW potrošaču L_2 . Pošto su ove transakcije bilateralne, dogovorene cene su privatna stvar između kupca i prodavca. S druge strane, snaga prenosa mora biti prijavljena operateru sistema jer ova snaga teče po prenosnom sistemu koji je otvoren za sve strane. Operator sistema mora da proveri da li će sistem ostati siguran kada se sve ove transakcije realizuju. U ovom slučaju sigurnost nije ugrožena sve dok kapacitet prenosnih linija koji povezuju sabirnice A i B iznosi najmanje 500 MW u normalnim ali i pri nepredviđenim uslovima. Ako je snaga koja se može sigurno preneti između sabirnica A i B manja od 500 MW, operator

sistema mora intervenisati. Neke od bilateralnih transakcija koje su zaključene između generatora na sabirnicama A i potrošača na sabirnicama B moraju biti ograničene.



Sl. 6.1 Bilateralno trgovanje u sistemu sa dva čvora

6.2.1 Prava fizičkog prenosa (Physical transmission rights)

Primenom savremenog softvera za analizu energetskog sistema, može se odrediti da li skup transakcija može dovesti sistem u stanje nesigurnosti. Ovo može biti računarski zahtevno ali sam koncept je jednostavan. Praktično radi se o proračunu tokova snaga za zadata uslove. Međutim, odlučivanje koje transakcije treba ograničiti da bi se održao potreban nivo sigurnosti je mnogo složenije pitanje. Mogu se doneti administrativne procedure kako bi se utvrdio redosled po kome se transakcije moraju smanjiti. Takve procedure za rasterećenje prenosa uzimaju u obzir prirodu transakcija (čvrsta ili labava), redosled po kom su registrovane kod operatora sistema i eventualno neke istorijske faktore. One, međutim, ne utiču na relativne ekonomske koristi različitih transakcija, jer decentralizovano okruženje za trgovinu ne pruža okvir za procenu ovih koristi. Zbog toga je administrativna ograničenja ekonomski neefikasna i treba ih izbeći.

Zastupnici decentralizovane trgovine električnom energijom smatraju da je najbolje da strane koje razmišljaju o transakcijama za električnu energiju odluče da li žele da koriste prenosnu mrežu. Kada potpišu ugovor, proizvođači na sabirnicama A i potrošači na sabirnicama B koji ne žele da im se transakcija prekine usled zagušenja, mogu prema tome kupiti pravo korištenja prenosnog sistema za ovu transakciju. S obzirom da su ova prava prenosa kupuju na javnoj aukciji, strane imaju priliku da odluče da li je dodatni trošak opravdan.

Na primer, neka se pretpostavi da su Generator G_1 i opterećenje L_1 sa Sl. 6.1 dogovorili cenu od 30.00 \$/MWh, dok su Generator G_2 i opterećenje L_2 pristali na cenu 32.00 \$/MWh. Istovremeno, Generator G_3 nudi energiju po ceni 35.00 \$/MWh. Prema tome potrošač L_2 ne bi pristao da plati više od 3,00 \$/MWh za prava prenosa, jer bi energija koju kupuje od G_2 bila skuplja od energije koju može da kupi od generatora G_3 . Cena prava

prenosa bi se morala povećati iznad 5.00 \$/MWh da bi potrošač L_1 došao do istog zaključka. Troškovi prava prenosa predstavljaju i argument koji potrošači mogu koristiti u svojim pregovorima sa generatorima na sabirnicama B da bi ih ubedili da snize svoje cene.

Prenosna prava ove vrste nazivaju se prava fizičkog prenosa (*physical transmission rights*) jer su namenjena podršci stvarnog prenosa određene količine energije preko date prenosne veze.

6.2.2 Problemi sa pravima fizičkog prenosa

Na osnovu jednostavnog primera čini se da su prava fizičkog prenosa jednostavnija nego što stvarno jesu. Prva poteškoća je praktične prirode. Put kojim snaga prolazi kroz mrežu određuju fizički zakoni, a ne želje učesnika na tržištu. Drugi problem je u tome što prava fizičkog prenosa imaju potencijal da pogoršaju vršenje tržišne moći od strane nekih učesnika. Oba pitanja posebno će se razmotriti.

6.2.2.1 Paralelni tokovi

Dva fundamentalna zakona regulišu tokove struje i snage u električnim mrežama: Prvi Kirhofov zakon (Kirhofov zakon za struje) i Drugi Kirhofov zakon (Kirhofov zakon za napone). Prvi Kirhofov zakon kaže da zbir svih struja koje ulaze u čvor mora biti jednak zbiru svih struja koje izlaze iz tog čvora. Drugim rečima, Prvi zakon kaže da aktivna i reaktivna snaga moraju biti u ravnoteži u svakom čvoru. Drugi Kirhofov zakon kaže da zbir padova napona na svim granama bilo koje petlje mora biti jednak nuli ili, drugačije rečeno, padovi napona duž paralelnih puteva moraju biti jednaki. Pošto su ovi padovi napona proporcionalni struji koja teče kroz granu, Drugi Kirhofov zakon određuje kako se struje (a samim tim i aktivne i reaktivne snage) raspoređuju kroz mrežu. U jednostavnom primeru prikazanom na Sl. 6.2, struja \underline{I} može da teče od čvora 1 do čvora 2 duž dva paralelna puta sa impedansama z_A i z_B . Pad napona između dva čvora je:

$$\underline{U}_{12} = z_A \underline{I}_A = z_B \underline{I}_B$$

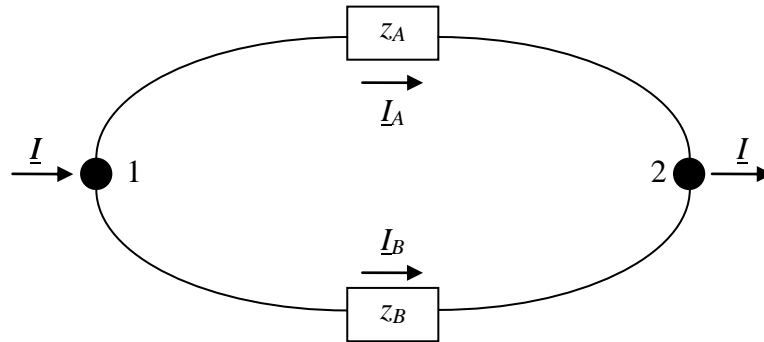
Pošto je $\underline{I} = \underline{I}_A + \underline{I}_B$ ima se:

$$\underline{I}_A = \frac{z_B}{z_A + z_B} \underline{I} \quad (6.1)$$

$$\underline{I}_B = \frac{z_A}{z_A + z_B} \underline{I} \quad (6.2)$$

Tokovi u paralelnim putanjama prema tome se dele prema inverznoj proporciji impedansi svojih putanja (strujni razdelnik). U cilju pojednostavljenja ove analize, pretpostaviće se da je otpor grane mnogo manji od njene reaktanse:

$$\underline{Z} = R + jX \approx X \quad (6.3)$$



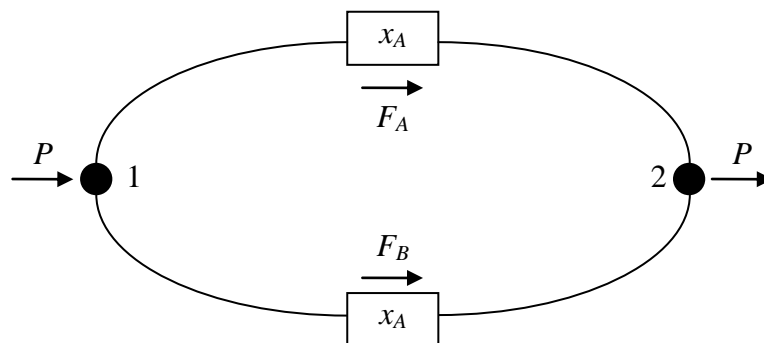
Sl. 6.2. Ilustracija Drugog Kirhofovog zakona

U cilju daljeg uprošćavanja mogu se zanemariti tokovi reaktivne snage kroz mrežu i gubici aktivne snage. Pod ovim pretpostavkama, sistem prikazan na Sl. 6.2 može se prikazati preko tokova aktivnih snaga kao što je prikazano na Sl. 6.3. Aktivna snaga teče paralelnim putevima prema sledećim izrazima:

$$F_A = \frac{x_B}{x_A + x_B} P \quad (6.4)$$

$$F_B = \frac{x_A}{x_A + x_B} P \quad (6.5)$$

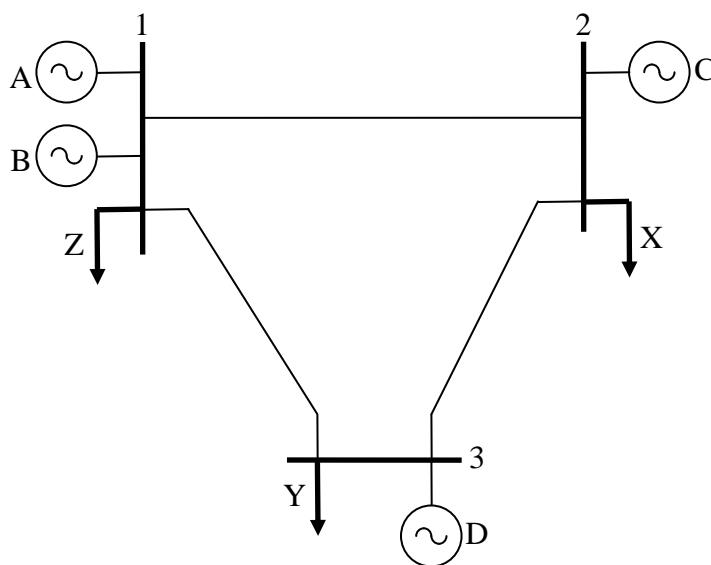
Faktori koji povezuju aktivne snage injektiranja i tokove snaga po grana nazivaju se faktori preraspodele tokova snaga (*power transfer distribution factors* - PTDF).



Sl. 6.3. Tokovi aktivnih snaga na paralelnim putanjama

6.2.2.2 Primer

Sistem sa dve sabirnice ne ilustruje efekat Drugog Kirhofovog zakona, jer postoji samo jedan put za snagu. Zbog jednostavnosti dva identična voda tretiramo kao jednu granu. Zato se mora razmotriti mreža sa tri sabirnice i jednom petljom. Na Sl. 6.4 dat je jedan takav sistem, a u Tabeli 6.1 dati su parametri. Da bi stvari bile jednostavnije, pretpostaviće se da su ograničenja u mreži ograničenja po aktivnoj snazi za svaki vod i da je aktivni otpor vodova zanemarljiv.



Sl. 6.4 Jednostavan sistem sa tri čvora

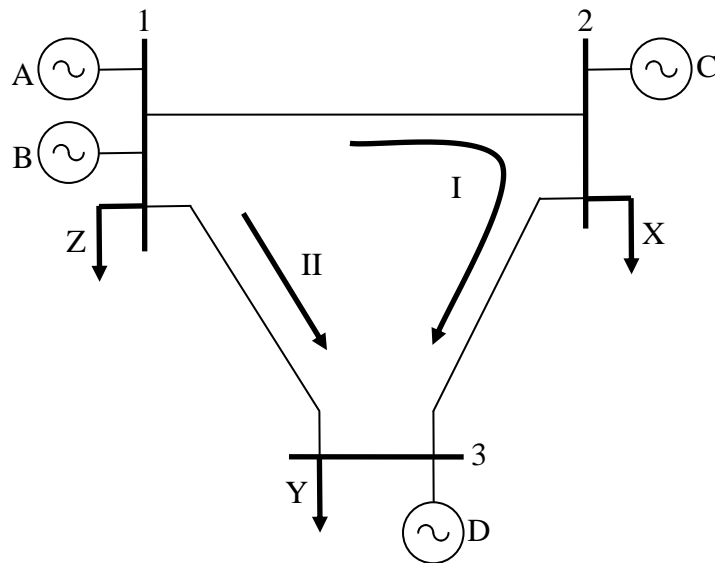
Tabela 6.1 Podaci o granama za sistem sa Sl. 6.4

Grana	Reaktansa [p.u.]	Kapacitet [MW]
1-2	0.2	126
1-3	0.2	250
2-3	0.1	130

Pretpostavka je da Generator B i potrošač Y žele da potpišu ugovor za isporuku 400 MW. Ako Generator B injektira 400 MW na sabirnicu 1, a potrošač Z ih preuzme na sabirnici 3, ova snaga teče dvema putanjama prikazanim na Sl. 6.5. Snage koje teku putanjama I i II su:

$$F^I = \frac{0.2}{0.2+0.3} \cdot 400 = 160 \text{ MW}$$

$$F^{II} = \frac{0.3}{0.2+0.3} \cdot 400 = 240 \text{ MW}$$



Sl. 6.5 Tokovi snage za transakciju između generatora B i potrošača Y

Kao garancija da se ova transakcija izvrši, učesnici moraju obezbediti 240 MW prenosnih prava na grani 1-3, kao i 160 MW prenosnih prava na granama 1-2 i 2-3. Ovo očigledno nije moguće ako je ova transakcija jedina u ovoj mreži jer su maksimalni kapaciteti grana 1-2 i 2-3 126 MW i 130 MW, respektivno. U odsustvu bilo koje druge transakcije, s obzirom na to da je kritično ograničenje po kapacitetu grane 1-2, maksimalna snaga kojom A i Y mogu trgovati je

$$P^{MAX} = \frac{0.5}{0.2} \cdot 126 = 315 \text{ MW}$$

Međutim, ako se pretpostavi da bi potrošač Z želeo da kupi 200 MW od generatora D, raspodela ove snage prikazane na Sl. 6.6, bila bi:

$$F^{III} = \frac{0.2}{0.2+0.3} \cdot 200 = 80 \text{ MW}$$

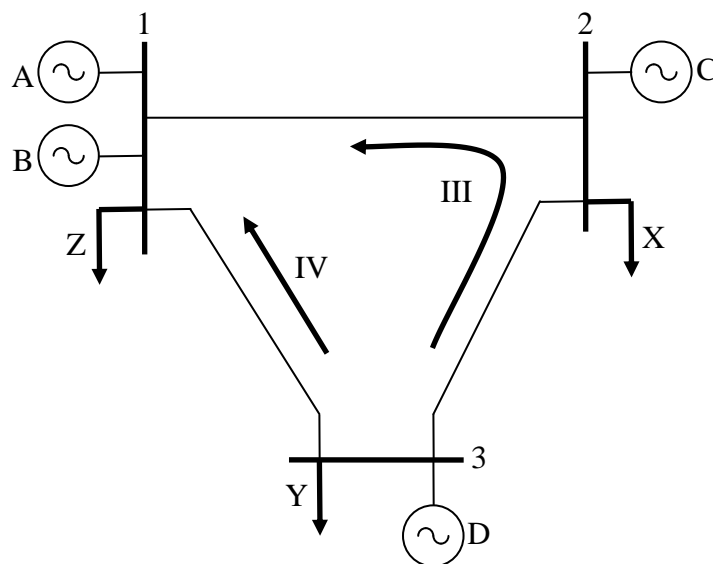
$$F^{IV} = \frac{0.3}{0.2+0.3} \cdot 200 = 120 \text{ MW}$$

Može se izračunati kakvi bi tokovi snaga u bili u ovoj mreži ukoliko bi se obe ove transakcije izvršile istovremeno. Kod ovog proračuna može se koristiti teorema superpozicije jer zbog usvojenih pretpostavki ima se linearna zavisnost između tokova snaga i snaga injektiranja. Tokovi u pojedinim granama su:

$$F_{12} = F_{23} = F^I - F^{III} = 160 - 80 = 80 \text{ MW}$$

$$F_{13} = F^{II} - F^{IV} = 240 - 120 = 120 \text{ MW}$$

Transakcija između generatora D i potrošača Z stvara kontratokove koji povećavaju snagu kojom generator D i potrošač Y mogu trgovati.



Sl. 6.6 Tokovi snage za transakciju između generatora D i potrošača Z

Ako se ne želi da prenosna mreža nepotrebno ograničava mogućnosti trgovanja, prava fizičkog prenosa koja je dostupna moraju uzeti u obzir moguće kontratokove. U skladu sa bilateralnom ili decentralizovanom trgovinskom filozofijom, operator sistema treba samo da proveri da li bi sistem bio siguran ukoliko bi se sve predložene transakcije implementirale. Ako to nije slučaj, učesnici na tržištu moraju prilagoditi svoj položaj putem daljih bilateralnih ugovora dok se ne postigne sigurno funkcionisanje sistema. Zbog toga je bilateralno trgovanje energijom blisko povezano sa bilateralnim trgovanjem pravima fizičkog prenosa.

U teoriji, ako je tržište dovoljno konkurentno, učesnici treba da budu u stanju da kroz iterativnu interakciju nađu optimalnu kombinaciju bilateralnih trgovina energijom i pravima prenosa. U praksi, u realnom elektroenergetskom sistemu sa mnogo više ograničenja, količina informacija koje treba razmeniti je toliko velika da je malo verovatno da se ovakav optimum može postići dovoljno brzo kroz bilateralne interakcije.

6.2.2.3 Prava fizičkog prenosa i tržišna moć

Prava fizičkog prenosa su tako definisana da daju vlasniku pravo da prenese određenu količinu električne energije u određeno vreme kroz određenu granu prenosne mreže. Ako se prava fizičkog prenosa tretiraju kao svaka druga vrsta imovinskih prava, njihovi vlasnici mogu ih koristiti ili prodavati. Oni takođe mogu da odluče da ih zadrže, ali da ih ne koriste. Na savršeno konkurentnom tržištu, kupovina prava fizičkog prenosa, bez njihovog korišćenja bila bi iracionalna odluka. Sa druge strane, na tržištu koje nije savršeno konkurentno, prava fizičkog prenosa mogu povećati mogućnost nekih učesnika da vrše tržišnu moć. Na primer, može se posmatrati, sistem sa dva čvora sa Sl. 6.1. Ako je generator G3 jedini generator priključen na sabirnicu B, on bi mogao da kupi prava fizičkog prenosa za snagu koja teče od sabirnica A do sabirnica B. Ako G3 ne koristi ili preproda ova prava, on efektivno smanjuje snagu koja može biti prodana na sabirnicama B od strane drugih generatora. Ovo veštačko smanjenje kapaciteta prenosa povećava tržišnu moć koju G3 vrši na sabirnice B i omogućava mu da poveća profit za svoju proizvodnju. Takođe, ovako ponašanje ima štetan uticaj na ekonomsku efikasnost celokupnog sistema.

Da bi se izbegao ovaj problem, predložena je odredba "ili koristi ili ostavi" ("*use them or lose them*") koja se dodaje pravima fizičkog prenosa. Prema ovoj odredbi, prenosni kapacitet koji je učesnik rezervisao ali ga ne koristi izdaje se drugima koji žele da ga koriste. U teoriji, ovakav pristup treba da spreči učesnike na tržištu da zauzmu prenosne kapacitete u cilju povećanja tržišne moći. U praksi, sprovođenje ovog principa nije lako, jer se neiskorišteni prenosni kapacitet može osloboditi toliko kasno da drugi učesnici na tržištu nemaju mogućnost da prilagode svoje trgovačke pozicije.

6.3. Centralizovana trgovina preko prenosne mreže

U centralizovanom sistemu trgovanja, proizvođači i potrošači podnose svoje ponude (*bids*) i zahteve (*offers*) operatoru sistema, koji takođe deluje kao market operator. Operator sistema, koji mora biti nezavisan u odnosu na sve učesnike, bira ponude (*bids*) i zahteve (*offers*) koje optimalno zatvaraju tržište uz poštovanje ograničenja sigurnosti koje nameće prenosna mreža. Kao deo ovog procesa, sistemski operater takođe određuje cene sa kojim se zatvara tržište (*market clearing prices*). Može se pokazati da, kada se uzmu u obzir gubici ili zagušenja u prenosnoj mreži, cena električne energije zavisi od sabirnice u kojoj se snaga injektira ili preuzima. Cena koju potrošači i proizvođači plaćaju ili bivaju plaćeni je ista za sve učesnike povezane na iste sabirnice. Ovo ne mora da važi u slučaju decentralizovanog sistema trgovanja u kome cene određuju bilateralni ugovori. U centralizovanom sistemu

trgovanja, operator sistema tako ima mnogo aktivniju ulogu nego u bilateralnom modelu. Ekonomska efikasnost se zaista postiže samo ako se optimizuje korišćenje prenosne mreže.

6.3.1 Centralizovano trgovanje u sistemu sa dva čvora

Analiza efekata prenosne mreže na centralizovanu trgovinu električnom energijom uradiće se koristeći jednostavan primer koji uključuje dve fiktivne zemlje Borduriju i Sildaviju. Nakon višegodišnjeg neprijateljstva, ove dve zemlje su odlučile da put ka napretku leži u ekonomskoj saradnji. Jedan od projekata koji se razmatra je ponovno uspostavljanje postojeće električne veze između dva nacionalna elektroenergetskog sistema. Pre nego što su krenule u ovaj projekat, dve vlade su zatražile od Baneta, visoko cenjenog nezavisnog ekonomiste, da prouči uticaj ove interkonekcije na njihova tržišta električne energije i da proceni korist koju će ova interkonekcija doneti obema zemljama.

Bane započinje svoju studiju analizirajući dva nacionalna energetska sistema. On primećuje da su obe zemlje razvile centralizovana tržišta električne energije koja su prilično konkurentna. Cena električne energije na oba tržištu blisko odražava njihove marginalne troškove proizvodnje. U obe zemlje, instalirani proizvodni kapaciteti značajno prevazilaze potražnju. Koristeći regresionu analizu, Bane estimira funkciju ponude za tržišta električne energije u obe zemlje. U Borduriji ta funkcija je:

$$\pi_B = MC_B = 10 + 0.01P_B \text{ [$/MWh]} \quad (6.6)$$

Dok je u Sildaviji

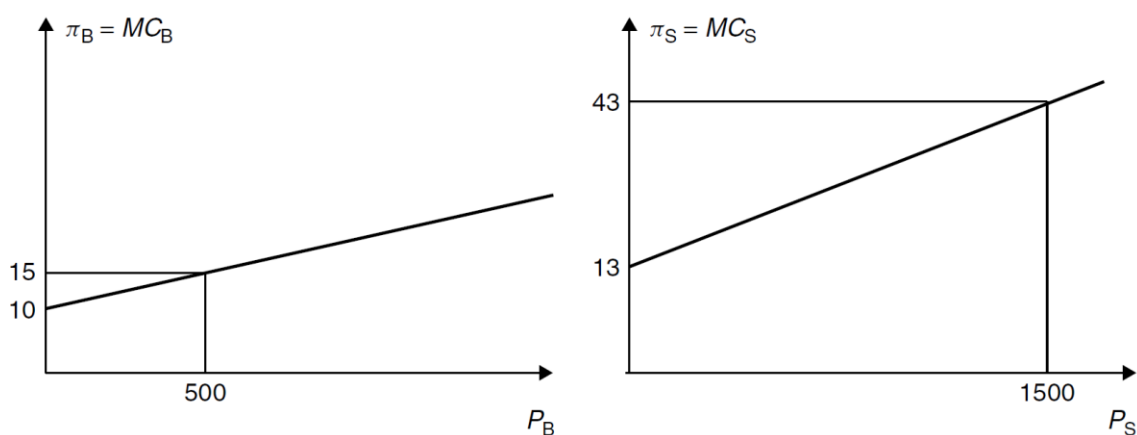
$$\pi_S = MC_S = 13 + 0.02P_S \text{ [$/MWh]} \quad (6.7)$$

Kao i sve krive ponude, ove funkcije monotono rastu sa porastom potražnje za električnom energijom. Sl. 6.7 prikazuje te funkcije ponude. Zbog jednostavnosti, Bane pretpostavlja da su zahtevi za snagom u Borduriji i Sildaviji konstantni i jednaki 500 MW i 1500 MW, respektivno. On takođe pretpostavlja da ovi zahtevi imaju elastičnost cene jednaku nuli. Kada dva nacionalna tržišta električne energije funkcionišu nezavisno, odgovarajuće cene su, prema tome:

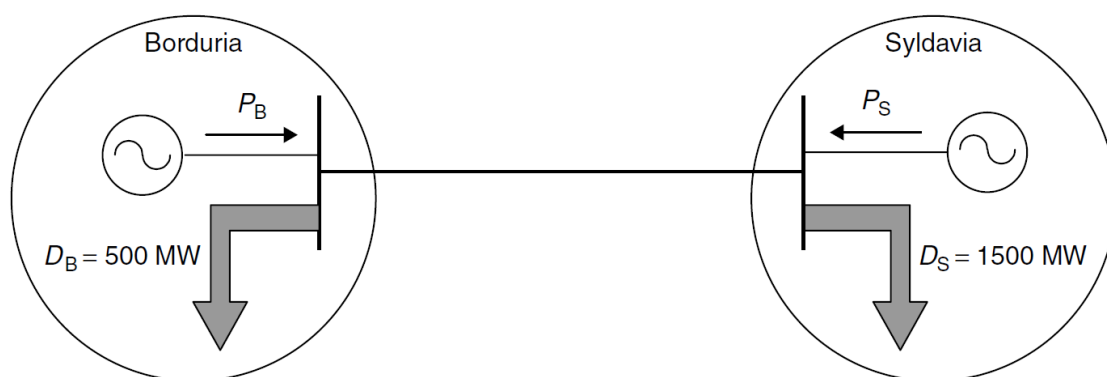
$$\pi_B = MC_B = 10 + 0.01 \cdot 500 = 15 \text{ \$/MWh} \quad (6.8)$$

$$\pi_S = MC_S = 13 + 0.02 \cdot 1500 = 43 \text{ \$/MWh} \quad (6.9)$$

Potrebno je reći da nijedna zemlja nije međusobno povezana sa drugim zemljama. Budući da je prenosna infrastruktura prenosa unutar svake zemlje prilično jaka i veoma malo utiče na funkcionisanje tržišta električne energije, Bane odlučuje da je jednostavan model prikazan na Sl. 6.8 adekvatan za analizu koju treba obaviti.



Sl. 6.7 Krive snabdevanja za tržišta električne energije Bordurije i Sildavije



Sl. 6.8 Model interkonekcije između Bordurije i Sildavije

6.3.1.1 Prenos bez ograničenja

U normalnim uslovima rada, interkonekcija može preneti 1600 MW. Ako bi svi generatori u Sildaviji isključili, celo opterećenje te zemlje moglo bi da se snabdeva iz Bordurije kroz interkonekciju. Kapacitet ove veze je prema tome veći od snage koja bi trebala da se prenese.

Jednačine (6.8) i (6.9) pokazuju da su cene električne energije u Borduriji znatno niže nego u Sildaviji. Prema tome može se zaključiti da bi proizvođači u Borduriji mogli snabdevati ne samo svoju potrošnju, već i celu potrošnju u Sildaviji. Tada bi bilo:

$$P_B = 2000 \text{ MW} \quad (6.10)$$

$$P_S = 0 \text{ MW} \quad (6.11)$$

Zamenom ovih vrednosti u jednačine (6.6) i (6.7), dobijaju se marginalni troškovi proizvodnje električne energije u ova dva sistema:

$$MC_B = 30 \text{ \$/MWh} \quad (6.12)$$

$$MC_S = 13 \text{ \$/MWh} \quad (6.13)$$

Ova situacija očigledno ne može biti održiva, jer bi proizvođači u Borduriji tražili 30 \\$/MWh, dok bi proizvođači u Sildaviji bili voljni da prodaju energiju po ceni 13 \\$/MWh. Bordurijski generatori na taj način ne bi mogli da obuhvate celo tržište jer se proces izjednačavanja cena nije dogodio. Drugim rečima, međusobno povezivanje prisiljava tržišta u obe zemlje da deluju kao jedinstveno tržište. Jedinstvena tržišna cena (MCP) se tada odnosi na svu energiju koja se troši u obe zemlje:

$$\pi = \pi_B = \pi_S \quad (6.14)$$

Generatori iz obe zemlje se takmiče da isporuče ukupnu snagu potražnje, odnosno:

$$P_B + P_S = D_B + D_S = 500 + 1500 = 2000 \text{ MW} \quad (6.15)$$

Pošto su generatori u obe zemlje spremni da proizvedu do tačke u kojoj su njihovi marginalni troškovi proizvodnje jednaki ceni na kojoj se tržište zatvara (*market clearing price* - MCP), jednačine (6.6) i (6.7) su i dalje primenjive. Da bi se utvrdila tržišna ravnoteža, Bane rešava sistem jednačina (6.6), (6.7), (6.14) i (6.15). Dobija se sledeće rešenje:

$$\pi = \pi_B = \pi_S = 24.30 \text{ \$/MWh} \quad (6.16)$$

$$P_B = 1433 \text{ MW} \quad (6.17)$$

$$P_S = 567 \text{ MW} \quad (6.18)$$

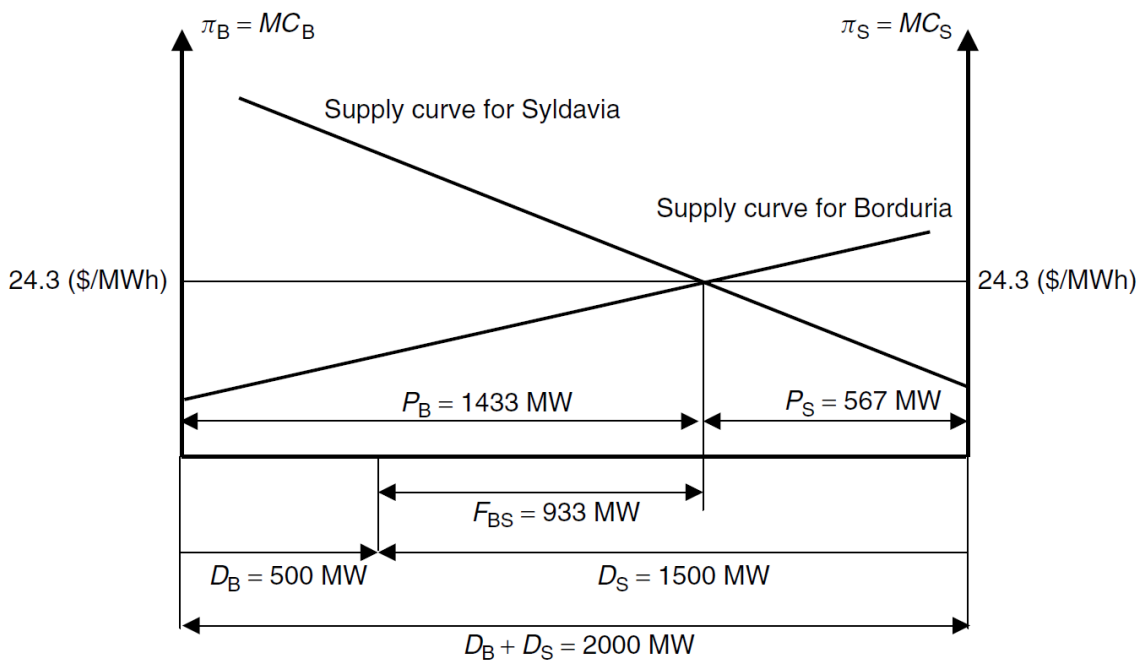
Tok snage u interkonekciji jednak je razlici generisanja i opterećenja u Bordurijskom sistemu odnosno deficitu u sistemu Sildavije:

$$F_{BS} = P_B - D_B = D_S - P_S = 933 \text{ MW} \quad (6.19)$$

Tok snage od Bordurije do Sildavije ima smisla jer je cena struje u Borduriji niža nego u Sildaviji kada interkonekcija nije u funkciji.

Sl. 6.9 daje grafički prikaz rada ovog jedinstvenog tržišta. Proizvodnje generatora u Borduriji i Sildaviji su nacrtane s leva na desno i s desno na levo, respektivno. Pošto su dve vertikalne ose odvojene ukupnim opterećenjem u sistemu, svaka tačka na horizontalnoj osi predstavlja dopustivu raspodelu ovog opterećenja između generatora u dve zemlje. Ovaj dijagram takođe pokazuje krive ponude na dva nacionalna tržišta. Cene u Borduriji i Sildaviji nalaze se na levoj i desnoj osi, respektivno.

Kada dva sistema funkcionišu kao jedno tržište, cene u oba sistema moraju biti jednake. S obzirom na to kako je ovaj dijagram konstruisan, presek dve krive ponude daje ovu radnu tačku. Dijagram prikazuje proizvodnju u obe zemlji i tok snage na interkonekciji.



Sl. 6.9 Grafički prikaz interkonekcije tržišta električne energije Bordurije i Sildavije

6.3.1.2 Prenos sa ograničenjima

Tokom godina, razne komponente prenosnog sistema moraju biti isključene zbog održavanja (remonta). Ove komponente ne obuhvataju samo vodove i transformatore već i neke generatore koje pružaju osnovne usluge reaktivne podrške. Interkonekcija Borduria-Sildavia prema tome nije uvek u mogućnosti da nosi svoj nominalni kapacitet od 1600 MW. Nakon konsultacija sa inženjerima prenosne mreže, Bane procenjuje da u značajnom delu godine interkonekcija može da nosi samo maksimalno 400 MW. Zbog toga treba proučiti kako se sistem ponaša pod ovim uslovima.

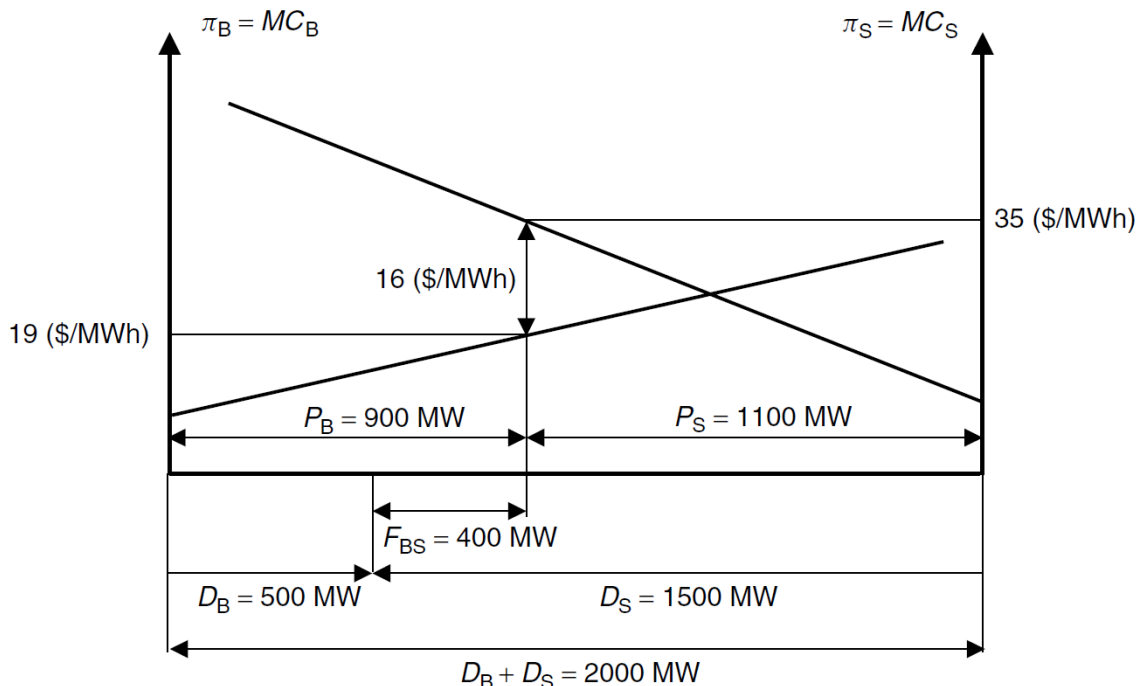
Kada je kapacitet interkonekcije ograničen na 400 MW, proizvodnja u Borduriji mora biti smanjena na 900 MW (500 MW lokalnog opterećenja i 400 MW koji se prodaju potrošačima u Sildaviji). Proizvodnja u Sildaviji je tada 1100 MW. Koristeći jednačine (6.6) i (6.7), dobija se

$$\pi_B = MC_B = 10 + 0.01 \cdot 900 = 19 \text{ \$/MWh} \quad (6.20)$$

$$\pi_S = MC_S = 13 + 0.02 \cdot 1100 = 35 \text{ \$/MWh} \quad (6.21)$$

Sl. 6.10 ilustruje ovu situaciju. Ograničenje prenosnog kapaciteta interkonekcije stvara razliku od 16 \$/MWh između cena električne energije u Borduriji i Sildaviji. Kad bi električna energija bila normalna roba, trgovci bi uočili poslovnu mogućnost u ovom disparitetu cene. Ako bi mogli da nađu način da isporuče više snage od Bordurije do

Sildavije, mogli bi da zarađuju kupovinom energije na jednom tržištu i prodajom na drugom. Međutim, ova mogućnost ne može se ostvariti jer je interkonekcija jedini način za prenos snage između dve države, a ona je već u potpunosti zauzeta. Razlika u ceni, prema tome, ostaje sve dok je kapacitet interkonekcije ispod kapaciteta potrebnog za slobodnu razmenu. Ograničenja nametnuta potrebom da se održi bezbednost sistema mogu stvoriti zagušenje u prenosnoj mreži. Ova zagušenja dele na odvojena tržišta, ono što bi trebalo da bude jedno tržište. Zbog zagušenja, dodatni MW opterećenja u svakoj zemlji trebalo bi da obezbede isključivo lokalni generatori. Marginalni troškovi proizvodnje električne energije zbog toga se razlikuju u svakoj zemlji. Ako su ova odvojena tržišta još uvijek dovoljno konkurentna, cene su i dalje jednake marginalnim troškovima. Dakle, ovde se imaju cene koje se nazivaju lokalne marginalne cene (*locational marginal price*), jer marginalni troškovi zavise od lokacije gde se energija proizvodi ili troši. Ako je na svakoj sabirnici ili čvoru (*node*) u sistemu definisana druga cena, lokalna marginalna cena se naziva nodalna cena (*nodal price*). Analizirani primer pokazuje da su lokalne marginalne cene veće u zonama koja uvoze snagu i manje u zonama koje izvoze snagu.



Sl. 6.10 Grafički prikaz efekta zagušenja na tržištima Bordurije i Sildavije

Bane sad može da rezimira svoje dosadašnje nalaze u Tabeli 6.2. U ovoj tabeli oznake imaju sledeća značenja: R predstavlja prihod koji pripada grupi generatora prodajom električne energije; E predstavlja plaćanje od grupe potrošača za kupovinu električne

energije; indeksi B i S označavaju respektivno Borduriju i Sildaviju. F_{BS} predstavlja tok snage po interkonekciji. Ova veličina je pozitivna ako snaga teče od Bordurije ka Sildaviji.

Tabela 6.2 pokazuje da će najveće koristi od ponovnog uspostavljanja interkonekcije verovatno imati proizvođači iz Bordurije i potrošači iz Sildavije. Bordurijski potrošači bi se susreli sa povećanjem cena električne energije. Sildavijski generatori bi izgubili značajan deo svog tržišta. Sveukupno gledano, interkonekcija bi imala pozitivan efekat jer bi smanjila ukupnu količinu novca koju bi potrošači trebalo da plate za električnu energiju. Ova ušteda je rezultat toga što se energija proizvedena od strane manje efikasnih generatora zamenjuje energijom koju proizvode efikasniji generatori. Zagušenje na interkonekciji smanjuje ukupnu korist. Treba imati na umu da ova zagušenja delimično štite generatore iz Sildavije od konkurencije njihovih Bordurijskih kolega.

Tabela 6.2 Rad interkonekcije Bordurija-Sildavija kao zasebnih tržišta, kao jedinstvenog tržišta i kao jedinstvenog tržište sa zagušenjima

	Odvojena tržišta	Jedinstveno tržište	Jedinstveno tržište sa zagušenjem
P_B [MW]	500	1433	900
π_B [\$/MWh]	15	24.33	19
P_B [\$/h]	7500	34865	17100
E_B [\$/h]	7500	12165	9500
P_S [MW]	1500	567	1100
π_S [\$/MWh]	43	24.33	35
P_S [\$/h]	64500	13795	38500
E_S [\$/h]	64500	36495	52500
F_{BS} [MW]	0	933	400
$R_{SUM}=R_B+R_S$	72000	48660	55600
$E_{SUM}=E_B+E_S$	72000	48660	62000

Do sada je važila pretpostavka da su tržišta savršeno konkurentna. Ako konkurencija ne bi bila savršena, zagušenje u interkonekciji omogućilo bi proizvođačima iz Sildavije da podignu svoje cene iznad marginalnih troškova proizvodnje. S druge strane, ova zagušenja bi pooštrila konkurenciju na tržištu Bordurije.

6.3.1.3 Dobit (višak) od zagušenja (Congestion surplus)

Bane smatra da bi bilo zanimljivo kvantifikovati efekat zagušenja interkonekcije na proizvođače i potrošače u obe zemlje. U tu svrhu on obračunava cene u Borduriji i Sildaviji kao funkciju snage koja teče interkonekcijom:

$$\pi_B = MC_B = 10 + 0.01(D_B + F_{BS}) \quad (6.22)$$

$$\pi_S = MC_S = 10 + 0.02(D_S - F_{BS}) \quad (6.23)$$

Bane pretpostavlja da potrošači plaćaju cenu na svom lokalnom tržištu nezavisno od toga gde se proizvodi energija koju troše. Na taj način ukupna isplata od strane potrošača je:

$$E_{TOTAL} = \pi_B \cdot D_B + \pi_S \cdot D_S \quad (6.24)$$

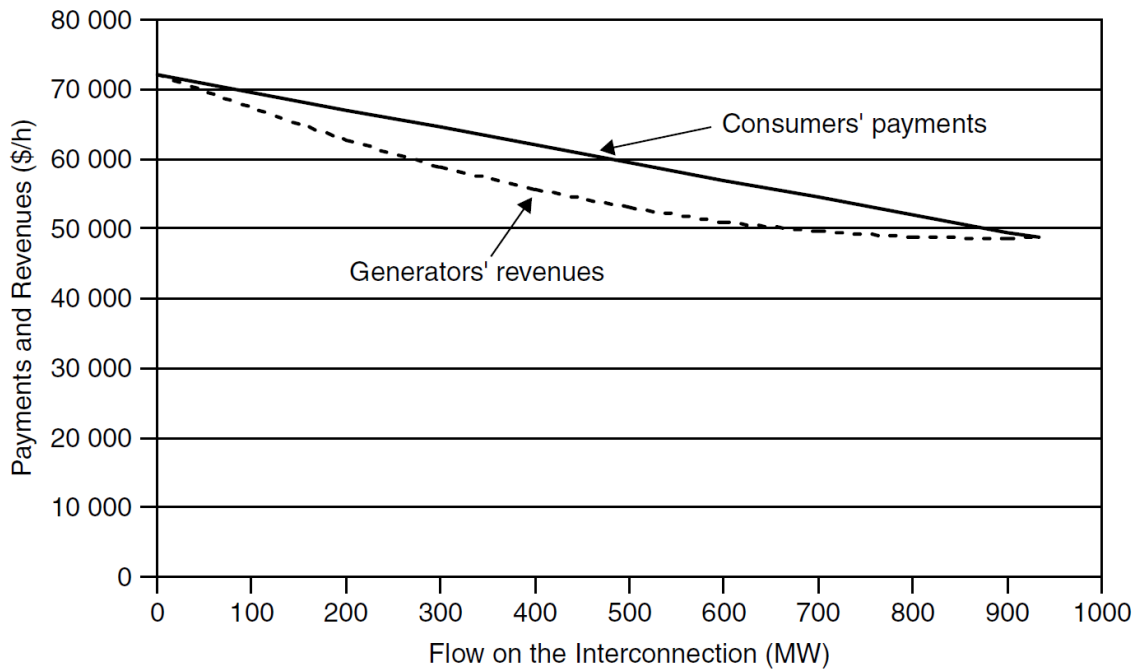
Kombinovanjem jednačina (6.22), (6.23) i (6.24), Sl. 6.11 pokazuje kako se ova isplata menja u funkciji F_{BS} . Kao što je očekivano, ova isplata se monotonno smanjuje s sa povećanjem protoka snage između dve zemlje. Kriva ne prelazi vrednost $F_{BS} = 933$ MW jer se ranije pokazalo da veća razmena nema ekonomski smisao.

Slično, Bane pretpostavlja da su generatori plaćeni prema ceni na svom lokalnom tržištu za električnu energiju koju proizvode, nezavisno od toga gde se ova energija troši. Prema tome, ukupni prihodi generatora od prodaje električne energije na oba tržišta su:

$$R_{TOTAL} = \pi_B \cdot P_B + \pi_S \cdot P_S = \pi_B \cdot (D_B + F_{BS}) + \pi_S \cdot (D_S - F_{BS}) \quad (6.25)$$

Ova veličina je takođe prikazana na Sl. 6.11 kao funkcija snage koja teče na interkonekciji. Može se primetiti da je ovaj prihod manji od isplate od strane potrošača, osim kada interkonekcija nije zagušena ($F_{BS} = 933$ MW) ili kada nije u funkciji ($F_{BS} = 0$ MW). Kombinovanjem jednačina (6.24) i (6.25), uz podsećanje da je tok snage na interkonekciji jednak razlici proizvodnje i potrošnje u svakoj od zemalja, može se napisati:

$$\begin{aligned} E_{TOTAL} - R_{TOTAL} &= \pi_S \cdot D_S + \pi_B \cdot D_B - \pi_S \cdot P_S - \pi_B \cdot P_B \\ &= \pi_S \cdot (D_S - P_S) + \pi_B \cdot (D_B - P_B) \\ &= \pi_S \cdot F_{BS} + \pi_B \cdot (-F_{BS}) \\ &= (\pi_S - \pi_B) \cdot F_{BS} \end{aligned} \quad (6.26)$$



Slika 6.11. Isplata od strane potrošača (puna linija) i prihodi proizvođača (isprekidana linija) kao funkcija toka snage na interkonekciji između Bordurije i Sildavije

Ova razlika između plaćanja i prihoda se naziva trgovinski višak/suficit (*merchandizing surplus*). On je, prema tome, jednak proizvodu razlike cena na dva tržišta i toka snage na interkonekciji između ova dva tržišta. U ovom slučaju, pošto je ovaj višak nastao zbog zagušenja mreže, naziva se i višak usled zagušenja (*congestion surplus*).

Konkretno, u slučaju kada je tok na interkonekciji ograničen na 400 MW, ima se:

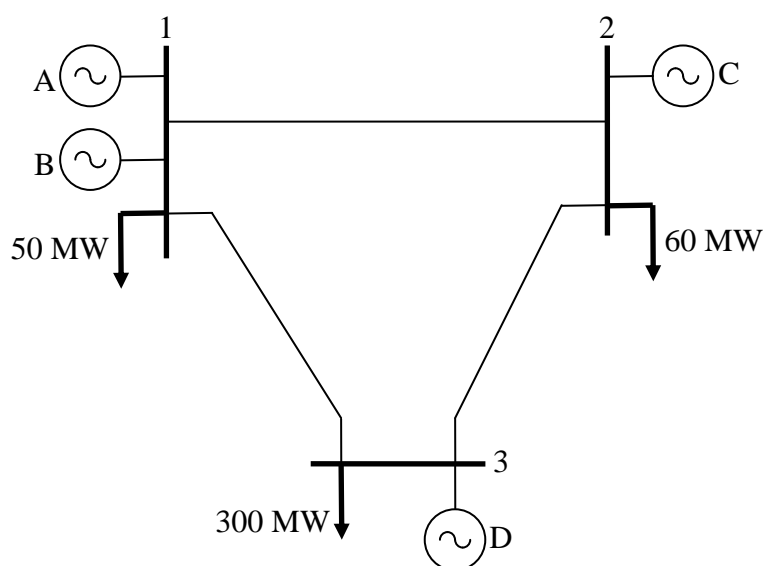
$$E_{TOTAL} - R_{TOTAL} = (\pi_S - \pi_B) \cdot F_{BS} = (35 - 19) \cdot 400 = 6400 \$ \quad (6.27)$$

Može se videti da je ova vrednost identična onoj koja se dobije kao razlika između ukupne isplate i ukupnog prihoda navedenog u poslednjoj koloni Tabele 6.2.

U centralizovanom tržištu u kojem svi učesnici na tržištu kupuju ili prodaju po centralno određenoj ceni u čvoru (*nodal price*) koja se primenjuje na njihovu lokaciju, ovaj višak usled zagušenja prikuplja operator tržišta. Međutim, taj višak ne bi trebalo da zadrži market operator, jer bi to moglo da ga podstakne na povećanje zagušenja u mreži ili na to da se manje potruži oko smanjenja zagušenja. S druge strane, jednostavno vraćanje ovog viška učesnicima na tržištu moglo bi da pokvari efekat određivanja marginalnih cena u čvorovima (*nodal marginal pricing*), koji je dizajniran da podstakne efikasno ekonomsko ponašanje. Ovo pitanje ponovo će se analizirati kada se bude razgovaralo o upravljanju rizicima zagušenja (*management of congestion risks*) i pravima finansijskog prenosa (*financial transmission rights* - FTR) kasnije u ovom poglavlju.

6.3.2 Centralizovana trgovina u sistemu sa tri čvora

U diskusiji o decentralizovanom ili bilateralnom trgovanju, već je rečeno da Kirhofovi zakoni diktiraju tokove snage u prenosnoj mreži sa više od dva čvora. Sada će se istražiti uticaj koji ovi fizički zakoni imaju na centralizovano trgovanje. Iskoristiće se isti sistem kao i u slučaju kada se govorilo o bilateralnom trgovanju. Na Sl. 6.12 data je mreža, a u Tabeli 6.3 dati su parametri. Ponovo će se pretpostaviti da su ograničenja u mreži, ograničenja po aktivnoj snazi za svaki vod i da je aktivni otpor vodova zanemarljiv.



Sl. 6.12 Jednostavan sistem sa tri čvora za ilustraciju centralizovane trgovine

Tabela 6.3 Podaci o granama za sistem sa Sl. 6.12

Grana	Reaktansa [p.u.]	Kapacitet [MW]
1-2	0.2	126
1-3	0.2	250
2-3	0.1	130

Kada se analizirao ovaj sistem u kontekstu bilateralne trgovine, nije bilo potrebe da se razmatraju informacije o ceni ili troškovima, jer ove podatke poznaju samo strane uključene u bilateralnu transakciju. Sa druge strane, u centralizovanom sistemu trgovanja, proizvođači i potrošači podnose svoje ponude (*bids*) i zahteve (*offers*) operatoru sistema koji koristi ove informacije kako bi optimizovao rad sistema. Pošto se analiza vrši iz perspektive operatora sistema, pretpostavlja se da on ima pristup podacima datim u Tabeli 6.4. Takođe, pretpostavlja se, pošto je tržište savršeno konkurentno, da su ponude generatora jednake

njihovim marginalnim troškovima. Zbog jednostavnosti, pretpostaviće se da marginalni troškovi svakog generatora konstantni, a da je potrošnja predstavljena konstantnim opterećenjem datim na Sl. 6.12.

Tabela 6.4 Podaci o generatorima za sistem sa Sl. 6.12

Generator	Kapacitet [MW]	Marginalni troškovi [\$/MWh]
A	140	7.5
B	285	6
C	90	14
D	85	10

6.3.2.1 Ekonomski dispečing (Economic dispatch)

Ako se ignorišu mrežna ograničenja, ukupno opterećenja od 410 MW može da se napoji na osnovu ponuda ili marginalnih troškova generatora na način koji minimizuje ukupne troškove snabdevanja potrošača. Budući da je prepostavka da svi generatori imaju konstantne marginalne troškove u celom opsegu rada i da potrošnja nije osetljiva na cenu, ovu raspodelu (dispečing) nije teško izračunati: generatori se rangiraju prema rastućim vrednostima marginalnih troškova i opterećuju do njihovog kapaciteta sve dok se potrošnja ne zadovolji. Dobija se:

$$\begin{aligned}
 P_A &= 125 \text{ MW} \\
 P_B &= 285 \text{ MW} \\
 P_C &= 0 \text{ MW} \\
 P_D &= 0 \text{ MW}
 \end{aligned}
 \tag{6.28}$$

Ukupni troškovi ekonomskog dispečinga su:

$$C_{ED} = MC_A \cdot P_A + MC_B \cdot P_B = 2647.50 \text{ \$/h}
 \tag{6.29}$$

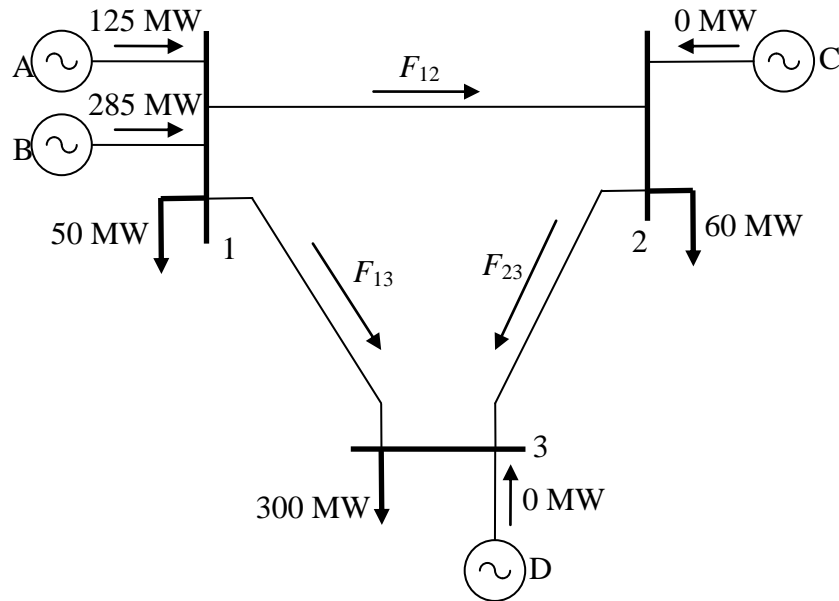
Mora se proveriti da li će ovaj dispečing narušiti neko od ograničenja po prenosnom kapacitetu grana. U velikoj mreži, proračuni tokova snaga vrše se pomoću odgovarajućih programa. Za ovaj jednostavan sistem, to može da se uradi ručno. To može da bude korisno za razumevanje načina na koji snaga teče kroz mrežu. S obzirom na usvojene smerove prikazane na Sl. 6.13, mogu se napisati balansne jednačine za sve čvorove u mreži:

$$\text{čvor1: } F_{12} + F_{13} = 360
 \tag{6.30}$$

$$\text{čvor2: } F_{12} - F_{23} = 60
 \tag{6.31}$$

$$\text{čvor 3: } F_{13} + F_{23} = 300 \quad (6.32)$$

Imaju se tri jednačine sa tri nepoznate. Međutim, ove jednačine su linearno zavisne, jer balans snage takođe važi za sistem u celini. Na primer, oduzimanje jednačine (6.31) od jednačine (6.30) dobija se jednačina (6.32). Pošto jedna od ovih jednačina može da se eliminiše, ostaju dve jednačine i tri nepoznate. Ovo ne treba da čudi jer nisu u obzir uzete impedanse grana.



Sl. 6.13 Osnovna (bazna) raspodela snaga u sistemu sa tri čvora

Umesto da se doda jednačina na osnovu Drugog Kirhofovog zakona, ponovo će se upotrebiti teorema o superpoziciji. Sl. 6.14 prikazuje kako se može izvršiti dekompozicija izvornog problema na dva jednostavna problema. Ako se odrede tokovi snaga u ova dva jednostavnija problema, lako se mogu odrediti tokovi snaga u prvobitnom problemu jer po teoremi superpozicije važi:

$$F_{12} = F_1^A + F_2^A \quad (6.33)$$

$$F_{13} = F_1^B + F_2^B \quad (6.34)$$

$$F_{23} = F_1^A - F_2^B \quad (6.35)$$

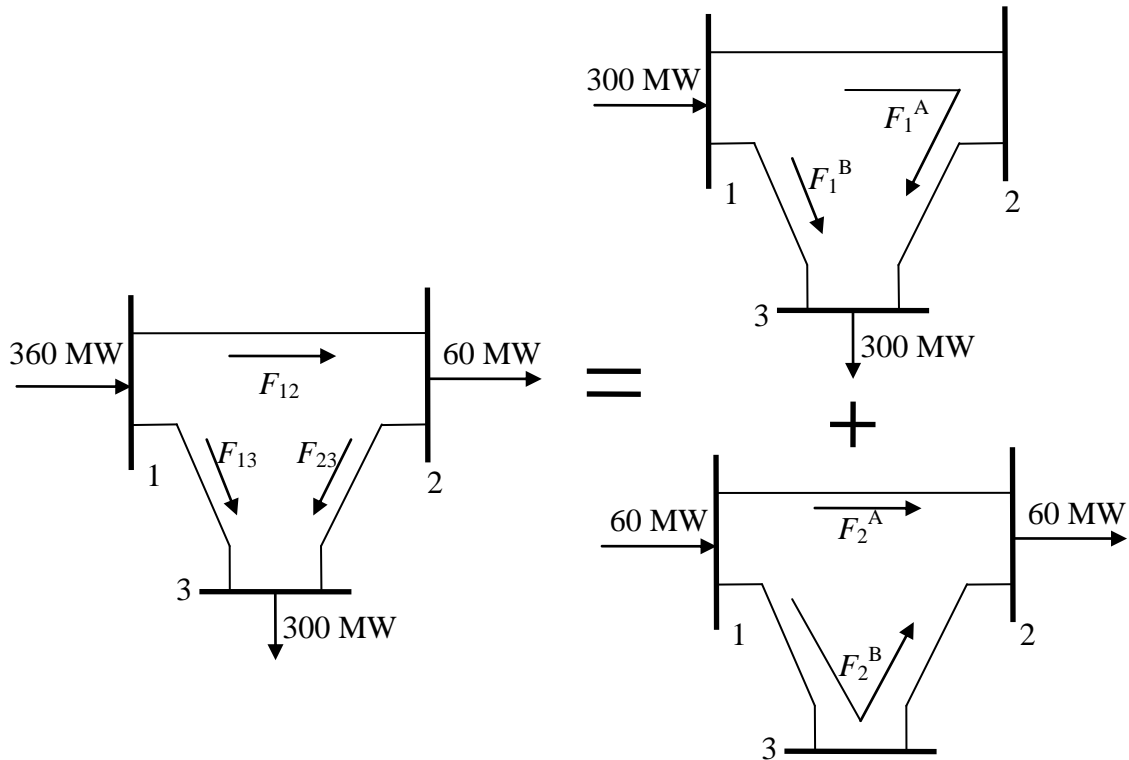
Analiziraće se prvi problem. Snaga od 300 MW se injektira na sabirnicu 1 i preuzima se na sabirnici 3. S obzirom da ova snaga može da protiče duž dve putanje (A i B), ima se:

$$F_1^A + F_1^B = 300 \text{ MW} \quad (6.36)$$

Reaktanse putanja A i B su:

$$x_1^A = x_{12} + x_{23} = 0.3 \text{ p.u.} \quad (6.37)$$

$$x_1^B = x_{13} = 0.2 \text{ p.u.} \quad (6.38)$$



Sl. 6.14 Primena teoreme superpozicije za proračun tokova snaga u mreži sa tri čvora

Pošto se 300 MW deli na dve putanje prema jednačinama (6.4) i (6.5) dobija se:

$$F_1^A = \frac{0.2}{0.2+0.3} \cdot 300 \text{ MW} = 120 \text{ MW} \quad (6.39)$$

$$F_1^B = \frac{0.3}{0.2+0.3} \cdot 300 \text{ MW} = 180 \text{ MW} \quad (6.40)$$

Slično, za drugo kolo, 60 MW je injektirano na sabirnicama 1, a preuzeto na sabirnicama 2. U ovom slučaju reaktanse putanja su:

$$x_2^A = x_{12} = 0.2 \text{ p.u.} \quad (6.41)$$

$$x_2^B = x_{13} + x_{23} = 0.3 \text{ p.u.} \quad (6.42)$$

Prema tome tokovi snaga su:

$$F_2^A = \frac{0.3}{0.3+0.2} \cdot 60 \text{ MW} = 36 \text{ MW} \quad (6.43)$$

$$F_2^B = \frac{0.2}{0.3+0.2} \cdot 60 \text{ MW} = 24 \text{ MW} \quad (6.44)$$

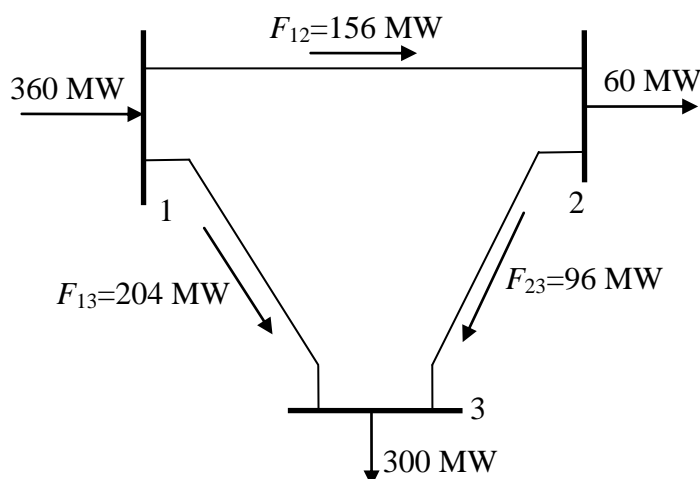
Jednačine (6.33 - 6.35) daju tokove originalnog sistema:

$$F_{12} = F_1^A + F_2^A = 120 + 36 = 156 \text{ MW} \quad (6.45)$$

$$F_{13} = F_1^B + F_2^B = 180 + 24 = 204 \text{ MW} \quad (6.46)$$

$$F_{23} = F_1^A - F_2^B = 120 - 24 = 96 \text{ MW} \quad (6.47)$$

Sl. 6.15 daje grafički prikaz ovog rešenja. Iz dobijenih rezultata se vidi da ekonomski dispečing preopterećuje granu 1-2 sa 30 MW pošto je njen kapacitet samo 126 MW. Ovo nije prihvatljivo.



Sl. 6.15 Tokovi za ekonomski dispečing u sistemu sa tri čvora

6.3.2.2 Popravka ekonomskog dispečinga

Iako ekonomski dispečing minimizuje ukupne troškove proizvodnje, ovo rešenje nije održivo jer ne zadovoljava sigurnosne kriterijume. Zbog toga se mora odrediti najjeftinija korekcija koja će rasteretiti preopterećenu granu. Može se zapaziti da ekonomski dispečing koncentriše svo generisanje na sabirnice 1. Da bi se smanjio tok snage na grani 1-2, može se povećati generisanje na sabirnicama 2 ili 3. Najpre će se analizirati šta se dešava kada se poveća generisanje na sabirnicama 2 za 1 MW. Pošto su zanemareni gubici, to znači da se mora smanjiti generisanje na sabirnicama 1 za 1 MW. Sl. 6.16 ilustruje ovaj inkrementalni redispečing. Pošto inkrementalni tok ΔF^A ima suprotan smer u odnosu na tok F_{12} , povećanje generisanja na sabirnici 2 i redukcija generisanja na sabirnici 1 smanjuje preopterećenje ove grane. Da bi kvantifikovali ovaj efekat, ponovo se može koristiti teorema o superpoziciji. Pošto su reaktanse putanja A i B:

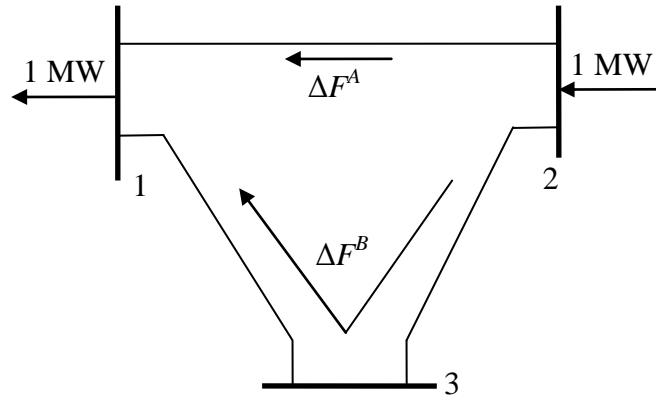
$$x^A = x_{12} = 0.2 \text{ p.u.} \quad (6.48)$$

$$x^B = x_{13} + x_{23} = 0.3 \text{ p.u.} \quad (6.49)$$

i pošto suma ova dva toka snage mora biti jednaka 1 MW, dobija se:

$$\Delta F^A = 0.6 \text{ MW} \quad (6.50)$$

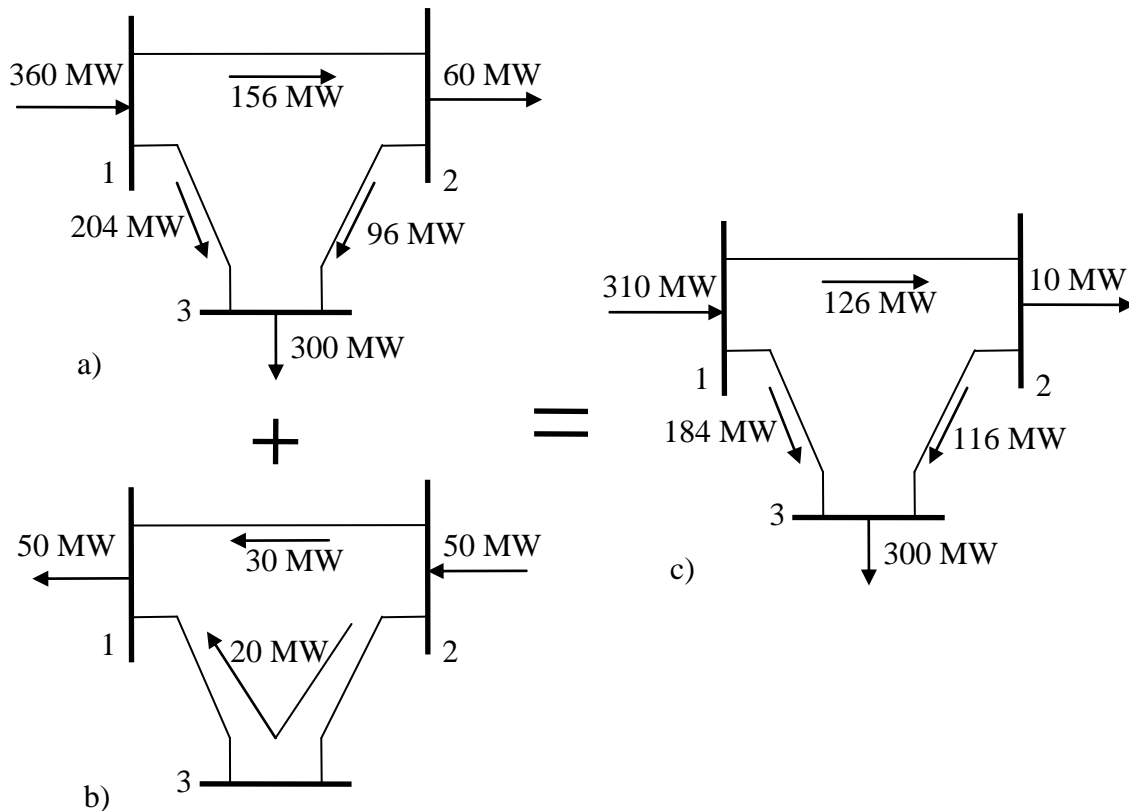
$$\Delta F^B = 0.4 \text{ MW} \quad (6.51)$$



Sl. 6.16 Efekti inkrementalne promene generisanja na sabirnicama 2

Svaki MW koji se injektira na sabirnicu 2 i preuzme na sabirnici 1 smanjuje protok na grani 1-2 za 0,6 MW. S obzirom na to da je ova linija preopterećena za 30 MW, ukupno 50 MW snage generisanja mora se prebaciti sa sabirnice 1 na sabirnicu 2 kako bi se zadovoljio ograničenje po prenosnom kapacitetu grane. Slika 6.17 ilustruje ovaj redispečing koji u superpoziciji sa ekonomskim dispečingom daje tokove snaga koji se mogu nazvati dispečing sa ograničenjem (*constrained dispatch*). Može se uočiti da je tok snage po grani 1-3 takođe smanjen ovim redispečingom ali da je s druge strane tok snage po grani 2-3 porastao. Međutim, ovo povećanje je prihvatljivo, jer je ovaj tok snage manji od prenosnog kapaciteta datog u Tabeli 6.3. Da bi ostvario ovaj ograničeni dispečing, generatori priključeni na sabirnice 1 moraju proizvesti ukupno 360 MW da zadovolje lokalno opterećenje od 50 MW i da preostalih 310 MW injektiraju u mrežu. Istovremeno, generator na sabirnicama 2 mora proizvesti 50 MW. Dodatnih 10 MW preuzima iz mreže kako bi se pokrio lokalno opterećenje od 60 MW. Pod ovim uslovima, angažovanje agregata uz najmanji trošak proizvodnje je:

$$\begin{aligned} P_A &= 75 \text{ MW} \\ P_B &= 285 \text{ MW} \\ P_C &= 50 \text{ MW} \\ P_D &= 0 \text{ MW} \end{aligned} \quad (6.52)$$



Sl. 6.17 Superpozicija redispećinga snage generisanja sa sabirnice 1 na sabirnicu 2 (b) i ekonomskog dispećinga (a) koja daje ograničeni dispećing koji zadovoljava ograničenje po prenosnom kapacitetu grane (c)

U poređenju sa jednačinom (6.28), vidi se da je smanjena proizvodnja generatora A, a ne generatora B, jer generator A ima viši marginalni trošak. Ukupni troškovi ovog ograničenog dispećinga su:

$$C_2 = MC_A \cdot P_A + MC_B \cdot P_B + MC_C \cdot P_C = 297250 \$/h \quad (6.53)$$

Ovaj trošak je veći od troškova ekonomskog dispećinga koji je izračunat u jednačini (6.29). Razlika predstavlja trošak postizanja sigurnosti korišćenjem ovog redispećinga.

Već je rečeno da se grana 1-2 može rasteretiti povećanjem izlazne snage generatora D koji je povezan na sabirnice 3. Može se izračunati cena ovog drugog redispećinga koristeći istu proceduru. Na Sl. 6.18 prikazane su dve putanje kojim dodatni MW injektiran na sabirnici 3 dolazi do sabirnica 1. S obzirom da su reaktanse puteva A i B:

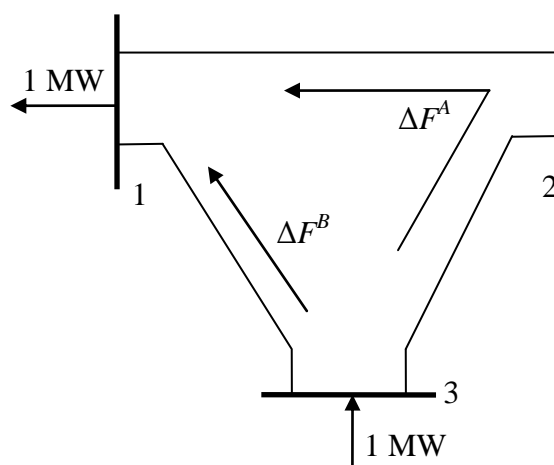
$$x^A = x_{23} + x_{12} = 0.3 \text{ p.u.} \quad (6.54)$$

$$x^B = x_{13} = 0.2 \text{ p.u.} \quad (6.55)$$

Pošto zbir tokova snage po ove dve putanje mora biti jednak 1 MW, dobija se:

$$\Delta F^A = 0.4 \text{ MW} \quad (6.56)$$

$$\Delta F^B = 0.6 \text{ MW} \quad (6.57)$$



Sl. 6.18 Efekti inkrementalne promene generisanja na sabirnicama 3

Svaki MW koji je injektiran na sabirnicu 3 i preuzet na sabirnici 1 smanjuje tok snage na grani 1-2 za 0.4 MW. To znači da se mora prebaciti 75 MW snage generisanja sa sabirnice 1 na sabirnicu 3 kako bi se smanjio tok snage na grani 1-2 za 30 MW i time izbeglo preopterećenje. Sl. 6.19 pokazuje kako superpozicija ovog redispečinga na ekonomski dispečing smanjuje tokove snaga na svim granama mreže. Kao što je i očekivano, protok na grani 1-2 je jednak maksimalnom kapacitetu te grane. Pošto je ukupna snaga koja se proizvodi na sabirnicama 1 smanjena za 75 MW, snage pojedinih generatora su:

$$\begin{aligned} P_A &= 50 \text{ MW} \\ P_B &= 285 \text{ MW} \\ P_C &= 0 \text{ MW} \\ P_D &= 75 \text{ MW} \end{aligned} \quad (6.58)$$

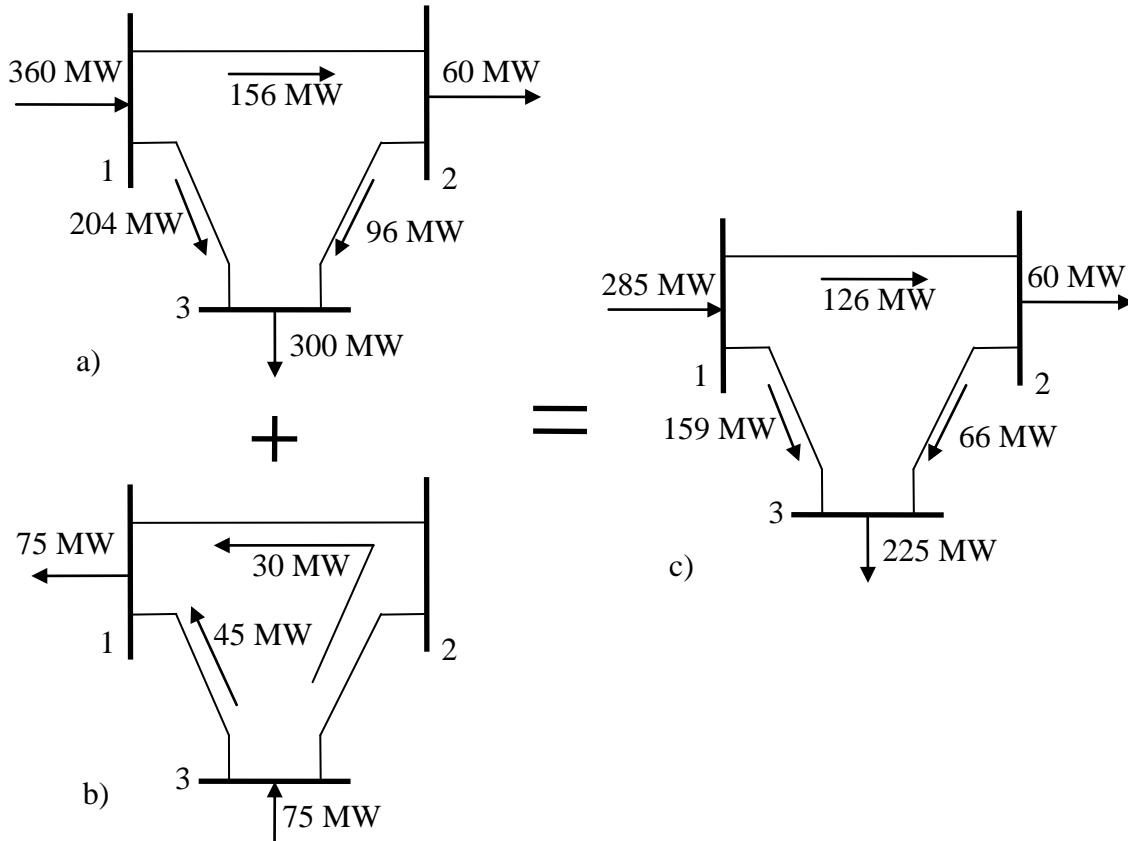
Ukupni troškovi ovog ograničenog dispečinga su:

$$C_3 = MC_A \cdot P_A + MC_B \cdot P_B + MC_D \cdot P_D = 2835 \$/\text{h} \quad (6.59)$$

Ostaje da se uporede ova dva načina rasterećenja grane 1-2. Ako se koristi generator na sabirnicama 3, potrebno je da se uradi redispečing 75 MW. Sa druge strane, ako se koristi generator na sabirnicama 2, potrebno je da prebaci samo 50 MW. To je zato što je tok po grani 1-2 manje osetljiv na povećanje generisanja na sabirnici 3 nego na povećanje generisanja na sabirnici 2. Međutim, pošto je marginalni trošak generatora D manji od marginalnog troška generatora C, povećanje generisanja na sabirnicama 3 je bolje rješenje jer

je jeftinije. Troškovi očuvanja sigurnosti sistema su prema tome jednaki razlici između troškova ovog ograničenog dispečinga i troškova ekonomskog dispečinga:

$$C_S = C_3 - C_{ED} = 2835.00 - 2647.50 = 187.50 \$/h \quad (6.60)$$



Sl. 6.19 Superpozicija redispečinga snage generisanja sa sabirnice 1 na sabirnicu 3 (b) i ekonomskog dispečinga (a) koja daje ograničeni dispečing koji zadovoljava ograničenje po prenosnom kapacitetu grane (c)

6.3.2.3 Nodalne cene (Nodal prices)

Ranije je već pomenut koncept nodalne marginalne cene kada se razgovaralo o interkonekciji Bordurija-Sildavija. Sada će se ovaj koncept detaljnije pojasniti. Nodalna marginalna cena jednaka je troškovima snabdevanja dodatnog MW opterećenja u čvoru na najjeftiniji mogući način.

U našem primeru sa tri sabirnice, to znači da se ne polazi od ekonomskog dispečinga, već od ograničenog dispečinga datog jednačinom (6.58). Izlazna snaga generatora D je povećana kako bi se rasteretila preopterećena grana 1-2. U čvoru 1 je jasno da dodatni MW opterećenja treba da proizvede generator A. Marginalni trošak generatora A je niži od marginalnih troškova generatora C i D. Iako je njegov marginalni trošak veći od marginalnog

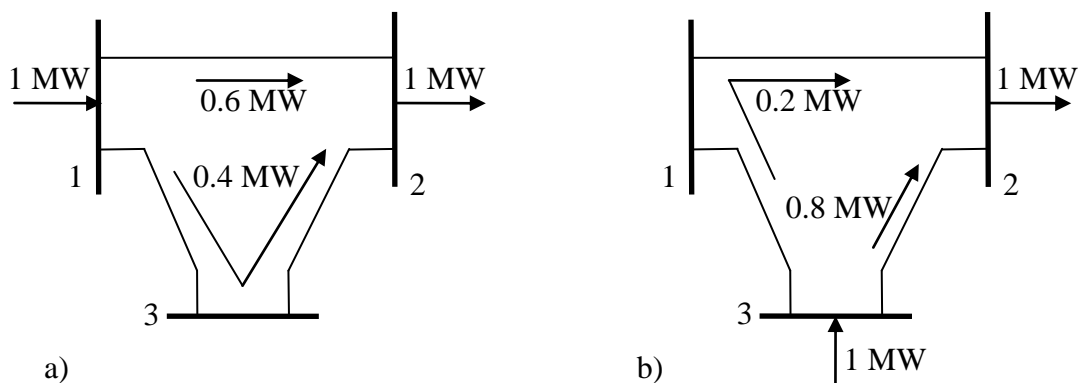
troška generatora B, ovaj generator je već opterećen maksimalnim kapacitetom i prema tome nije u mogućnosti da proizvede dodatni megavat. Mreža nema uticaja na marginalnu cenu u ovom čvoru jer se dodatni MW proizvodi i troši lokalno. Zbog toga je nodalna marginalna cena na sabirnicama 1:

$$\pi_1 = MC_A = 7.50\$/MWh \quad (6.61)$$

Postavlja se pitanje, koji je najjeftiniji način snabdevanja dodatnog MW na sabirnicama 3? Generator A ima najmanji marginalni trošak i nije u potpunosti opterećen. Nažalost, povećanje generisanja na sabirnicama 1 bi neizbežno preopteretilo granu 1-2. Sledeća najjeftinija opcija je povećanje izlazne snage generatora D. Pošto se ovaj generator nalazi na sabirnicama 3, ovaj dodatni MW ne protiče kroz mrežu. Prema tome, ima se:

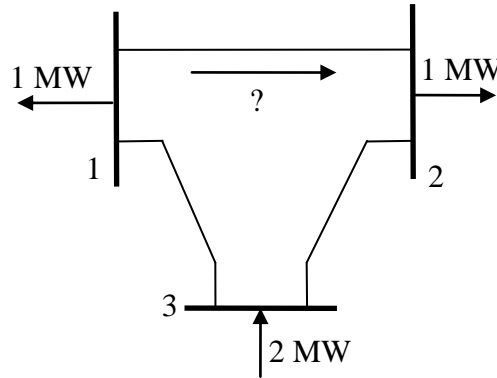
$$\pi_3 = MC_D = 10\$/MWh \quad (6.62)$$

Snabdevanje dodatnog MW na sabirnicama 2 je kompleksnija stvar. Može se očigledno generisati lokalno pomoću generatora C, ali ovo izgleda prilično skupo jer je marginalni trošak ovog generatora od 14 \$/MWh mnogo veći od marginalnih troškova drugih generatora. Ako se izabere da se prilagode izlazne snage generatora na drugim sabirnicama, mora se analizirati šta se može dogoditi u mreži. Sl. 6.20 pokazuje kako bi dodatni MW opterećenja na sabirnici 2 tekao kroz mrežu ako je proizveden na sabirnicama 1 ili sabirnicama 3. Može se uočiti da se oba slučaja povećava tok snage na grani 1-2. Pošto je tok snage na ovoj grani već na svojoj maksimalnoj vrednosti, rešenje nije prihvatljivo. Bilo koja kombinacija povećanja generisanja u sabirnicama 1 i 3 ne bi bila prihvatljiva. Može se, međutim, povećati generisanje na sabirnici 3, a smanjiti na sabirnici 1.



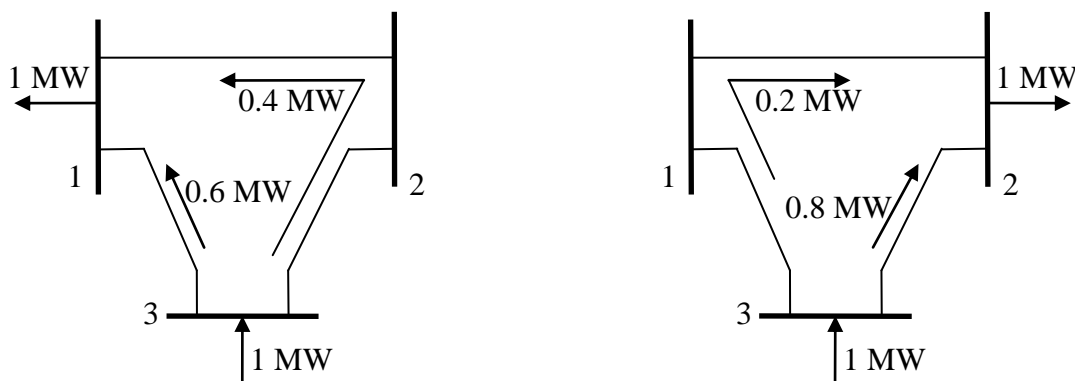
Sl. 6.20 Inkrementalni tokovi u mreži zbog dodatnih MW opterećenja na sabirnici 2, kada se ovaj MW proizvodi na sabirnici 1 (a) ili na sabirnici 3 (b)

Na primer, kao što je prikazano na Sl. 6.21, može se povećati generisanje na sabirnici 3 za 2 MW, a smanjiti na sabirnici 1 za 1 MW. Neto povećanje je onda jednako dodatnom opterećenju na sabirnici 2. Može se još jednom koristiti superpozicija da se odrede rezultujući inkrementalni tokovi.



Sl. 6.21 Snabdevanje dodatnog MW opterećenja na sabirnici 2 povećavanjem proizvodnje na sabirnici 3 i smanjenjem na sabirnici 3

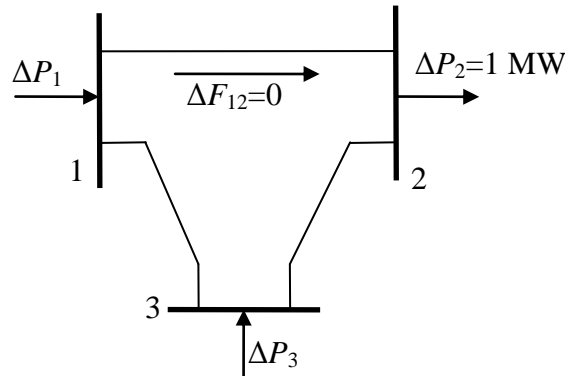
Prvi dijagram na Sl. 6.22 pokazuje da ako se 1 MW injektira na sabirnicu 3 i preuzme na sabirnici 1, tok snage na grani 1-2 bi se smanjio za 0.4 MW. Drugi dijagram pokazuje da ako se još 1 MW injektira na sabirnicu 3, a preuzme na sabirnicama 2, povećava se tok snage na grani 1-2 za 0,2 MW. Ukupno gledano, tok snage na grani 1-2 smanjuje se za 0,2 MW. Snabdevanje dodatnog MW na sabirnici 2 povećavanjem proizvodnje na sabirnicama 3 za 2 MW i smanjenjem proizvodnje na sabirnici 1 za 1 MW je prihvatljivo jer zadržava tok snage na grani 1-2 ispod maksimalnog kapaciteta ove grane. Ali postavlja se pitanje da li je ovo optimalno? Ova kombinacija injektiranja nije jednostavno zadržala protok na grani 1-2 po svom maksimumu: ona ga je smanjila na 0,2 MW ispod maksimuma. To znači da je previše smanjeno generisanje na sabirnicama 1, što je jeftinije od generisanja na sabirnicama 3.



Sl. 6.22 Primena teoreme superpozicije za analizu stanja ilustrovanog na Sl. 6.21

Sl. 6.23 ilustruje formulaciju koja će se koristiti da se utvrdi kako može da se obezbedi dodatni megavat na sabirnici 2 redispječingom generisanja na sabirnicama 1 i 3 bez preopterećenja grane 1-2. Mora da važi:

$$\Delta P_1 + \Delta P_3 = \Delta P_2 = 1 \text{ MW} \quad (6.63)$$



Sl. 6.23 Formulacija problema napajanja dodatnog MW potrošnje u čvoru 2 bez promene toka snage po grani 1-2

Koristeći raspodelu snaga prikazanih na Sl. 6.20, može se pisati:

$$0.6\Delta P_1 + 0.2\Delta P_3 = \Delta F_{12} = 0 \text{ MW} \quad (6.64)$$

Rešavanjem ovih jednačina dobija se:

$$\Delta P_1 = -0.5 \text{ MW} \quad (6.65)$$

$$\Delta P_3 = 1.5 \text{ MW} \quad (6.66)$$

Snabdevanje, sa minimalnim troškovima, dodatnog MW na sabirnicama 2 prema tome zahteva da se poveća izlaz generatora D za 1,5 MW i smanji izlaz generatora A za 0,5 MW. Zbog toga je cena ovog MW, a samim tim nodalna marginalna cena na sabirnicama 2 jednaka:

$$\pi_2 = 1.5 \cdot MC_D - 0.5 \cdot MC_A = 11.25 \text{ \$/MWh} \quad (6.67)$$

Mogu se sumirati prethodne analize:

- Generator A postavlja cenu od 7.50 \\$/MWh na sabirnicama 1. Generator B ima niži marginalni trošak (6.00 \\$/MWh), ali nema uticaj na cene, jer radi sa maksimalnom snagom.
- Generator D postavlja nodalnu marginalnu cenu od 10.00 \\$/MWh na sabirnicama 3.
- Na sabirnicama 2, cena je postavljena na 11,25 \\$/MWh kombinacijom cena drugih generatora.

Ove opservacije mogu se generalizovati na složenije mreže. U sistemu bez ograničenja prenosa, ako modelujemo sve generatore sa stalnim marginalnim troškovima, svi generatori, osim jednog, ne proizvode ništa ili proizvode svoju maksimalni snagu. Izuzetak je marginalni generator, čija je izlazna snaga takva da je ukupno generisanje jednako ukupnom opterećenju. Za takav generator se kaže da je delimično opterećen (*part-loaded*). Marginalni troškovi ovog generatora postavljaju cenu za ceo sistem, jer on obezbeđuje hipotetički dodatni MW koji određuje marginalnu cenu. Kada ograničenja u prenosu ograničavaju ekonomski dispečing, drugi generator postaje marginalni u smislu da nije ni na maksimalnoj ni na minimalnom izlaznoj snazi. Generalno, ako u sistemu postoji m ograničenja u prenosu, biće $m + 1$ marginalnih generatora. Svaki od ovih delimično opterećenih generatora postavlja marginalnu cenu na sabirnicama na koje je priključen. Nodalne marginalne cene kod ostalih sabirnica određuju se kombinacijom cena marginalnih generatora. Ova kombinacija zavisi od primene Drugog Kirhofovog zakona na mrežu sa ograničenjima. Uskoro će se videti da ovo može dovesti do tokova snaga i cena koji se ne ponašaju na intuitivno očigledan način.

6.3.2.4 Trgovinski suficit (Merchandising surplus)

Pre nego što razmotre ove nelogične situacije, može da se sumira rad ovog sistema sa tri sabirnice, sa stanovišta ekonomije. Tabela 6.5 prikazuje opterećenje i generisanje, kao i nodalne cene na svim sabirnicama. Takođe prikazuje iznose koje plaćaju potrošači i prihode koje ubiraju proizvođači ukoliko bi se energija kupovala i prodavala po nodalnim marginalnim cenama. Sve ove količine su izračunate za jedan sat rada pri konstantnim opterećenjima.

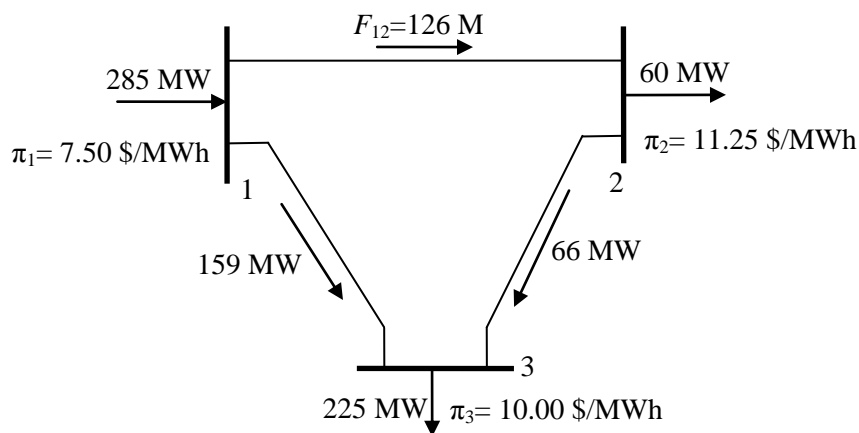
Tabela 6.5 Pregled ekonomskog rada sistema sa tri čvora

	Čvor 1	Čvor 2	Čvor 3	Sistem
Potrošnja [MW]	50	60	300	410
Proizvodnja [MW]	335	0	75	410
Nodalna marginalna cena [\$/MWh]	7.50	11.25	10.00	-
Plaćanje potrošača [\$/h]	375.00	675.00	3000.00	4050.00
Prihodi proizvođača [\$/h]	2512.50	0.00	750.00	3262.50
Trgovinski suficit [\$/h]				787.50

Ako se uporede sume koje plate potrošači u svim čvorovima i sume prihoda generatora u svim čvorovima, primećuje se da ove dve vrednosti ne odgovaraju. Više novca se prikuplja od potrošača nego što se plaća proizvođačima. Ova razlika je trgovinski suficit (*Merchandising surplus*) koji je ranije pominjan kod primera sa dva čvora (Bordurija-Sildavija). Ovaj višak je ponovo rezultat zagušenja u mreži. Ako bi kapacitet grane 1-2 bio veći od 156 MW, mogao bi se realizovati ekonomski dispečing bez ograničenja. Marginalne cene bi tada bile identične u svim čvorovima, a ukupan iznos koji bi dobili proizvođači bio bi jednak ukupnom iznosu koji bi plaćali potrošači.

6.3.2.5 Ekonomsko nelogični tokovi

Razlike u ceni proizvedene robe u zavisnosti od lokacije su prilično česte u ekonomiji. Dobar primer je proizvodnja voća i povrća, koja je jeftinija kada se ono proizvodi na otvorenom u toploj klimi nego u plastenicima u hladnoj klimi. Ako su tržišta konkurentna, cena proizvoda će biti niža u toplijim regionima i viša u hladnijim regionima. Ako je razmena između ovih regija besplatna, voće i povrće će se isporučivati iz regiona sa niskim cenama u regione sa visokim cenama. Nijedan racionalni trgovac ne bi transportovao grožđe sa Aljaske u Kaliforniju i nadao se da će ostvariti profit. U elektroenergetskim mrežama, međutim, takav ekonomski nelogičan transport se javlja, čak i kada je rad optimalan. Na Sl. 6.24 prikazani su tokovi i cene u čvorovima za ograničeni dispečing analiziranog sistema sa tri čvora. Tokovi u granama 1-2 i 1-3 prenose snagu iz čvora sa nižom marginalnom cenom do čvorova sa višom marginalnom cenom. Sa druge strane, po grani 2-3 teče snaga od čvora sa višom ka čvoru sa nižom cenom. Ovaj fenomen se javlja ne zato što se neko ponaša neracionalno, već zato što zakoni fizike (Drugi Kirhofov zakon) imaju prednost nad "zakonima" tržišta.



Sl. 6.24 Nodalne marginalne cene i tokovi snaga u sistemu sa tri čvora. Snaga u grani 2-3 teče od čvora sa višom ka čvoru sa nižom marginalnom cenom

Tabela 6.6 prikazuje suficit koji svaka grana generiše prenosom snage u mreži. U slučaju grane 2-3, ova vrednost je negativna jer snaga teče iz čvora sa višom cenom ka čvoru sa nižom cenom. Međutim, zbir suficita svih grana jednak je trgovinskom suficitu koji je izračunat u Tabeli 6.5.

Tabela 6.6 Doprinos svake grane trgovinskom suficitu u sistemu sa tri čvora

Grana	Tok [MW]	"Od" cene [\$/MWh]	"Do" cene [\$/MWh]	Suficit [\$/h]
1-2	126	7.50	11.25	472.50
1-3	159	7.50	10.00	397.50
2-3	66	11.25	10.00	-82.50
Ukupno				787.50

6.3.2.6 Ekonomski nelogične cene

U primeru sa tri čvora, do sada se pretpostavljalo da tok snage po grani 1-2 ne može preći 126 MW. Kao što rečeno u Poglavlju 5, u realnom sistemu, maksimalni dozvoljen tok snage po grani nije nužno fiksna veličina. Ako je dozvoljeni tok ograničen temperaturom grane, granica u tom slučaju zavisi od vremenskih uslova jer vetar i hladnoća mogu da smanje porast temperature unutar provodnika. S druge strane, ako je dozvoljeni tok nametnut iz razloga stabilnosti, ova granica može da zavisi od konfiguracije ostatka sistema. Analiza kako maksimalni protok po grani 1-2 utiče na nodalne marginalne cene nije samo zbog matematičke radoznalosti.

Tabela 6.7 sumira efekat koji maksimalni protok na ovoj grani ima na rad i ekonomiju sistema sa tri čvora. Svaka vrsta ove tabele odgovara različitoj vrednosti maksimalnog toka. Za svaku vrednost izračunat je ograničeni dispečing i cene u čvorovima koristeći gore opisanu proceduru. Takođe su izračunati novčani iznosi koje su dobili generatori i platili potrošači, kao i troškovi proizvodnje energije, profit generatora i trgovinski višak. Poslednja vrsta u tabeli pokazuje da limit od 160 MW ili više ne ograničava dispečing. Generator A je tada jedini marginalni generator, a cene u čvorovima su jedinstvene u celoj mreži. Pod ovim uslovima, mreža ne proizvodi suficit. S druge strane, za limit manji od 70 MW, ne postoji dispečing koji će snabdeti opterećenje bez kršenja ograničenja po toku snage na grani 1-2.

Tabela 6.7 Efekti maksimalnog toka snage po grani 1-2 na rad sistema sa tri čvora

F_{12}^{\max}	P_A	P_B	P_C	P_D	π_1	π_2	π_3	Troškovi generatora	Prihodi generatora	Profit generatora	Plaćanje potrošača	Suficit zagušenja
70	0.00	238.33	86.67	85.00	6.00	14.00	11.33	3493.33	3606.67	113.33	4540.00	933.33
80	0.00	255.00	70.00	85.00	6.00	14.00	11.33	3360.00	3473.33	113.33	4540.00	1067.67
90	0.00	271.67	53.33	85.00	6.00	14.00	11.33	3226.67	3340.00	113.33	4540.00	1200.00
100	3.33	285.00	36.67	85.00	7.50	14.00	11.83	3098.33	3681.67	583.33	4765.00	1083.33
110	20.00	285.00	20.00	85.00	7.50	14.00	11.83	2990.00	3573.33	583.33	4765.00	1191.67
120	36.67	285.00	3.33	85.00	7.50	14.00	11.83	2881.67	3465.00	583.33	4765.00	1300.00
130	60.00	285.00	0.00	65.00	7.50	11.25	10.00	2810.00	3237.50	427.50	4050.00	812.50
140	85.00	285.00	0.00	40.00	7.50	11.25	10.00	2745.50	3175.00	427.50	4050.00	875.00
150	110.00	285.00	0.00	15.00	7.50	11.25	10.00	2685.00	3112.50	427.50	4050.00	937.50
160	125.00	285.00	0.00	0.00	7.50	7.50	7.50	2647.50	3075.00	427.50	3075.00	0.00

Za limite između 70 i 90 MW, generator A ne proizvodi energiju, Generatori B i C su delimično opterećeni, a generator D je opterećen maksimalnom snagom. Nodalne cene na sabirnicama 1 i 2 su tako 6.00 \$/MWh i 14.00 \$/MWh respektivno, dok je cena na sabirnicama 3 11.33 \$/MWh. Ova poslednja cena nalazi se između cena na dva druga čvora. Međutim, mora biti iznad 10.00 \$/MWh, jer je generator D opterećen maksimalnom snagom.

Za očekivati je da će dalje povećanje dozvoljenog prenosnog limita grane 1-2 rezultirati nižim cenama jer bi time sistem bio manje ograničen. Tabela 6.7 pokazuje da to ne mora da važi. Ako se podiže limit do 120 MW, cene u čvoru 1 i 3 će rasti dok cena u čvoru 2 ostaje konstantna. Sistem, međutim, nije neefikasan, jer jeftiniji generatori (A i B) proizvode više snage dok skuplji generator (C) proizvodi manje. Sve u svemu, troškovi proizvodnje električne energije generatora se smanjuju, dok se iznos koji plaćaju potrošači, profit generatora i suficit usled zagušenja povećavaju. U ovom slučaju, korist od povećanja limita prenosnih kapaciteta imaju generatori na račun potrošača. Zašto se ovo dogodilo? Povećanje toka snage na grani 1-2 omogućilo je povećanje izlazne snage generatora priključenih na sabirnicu 1. U određenom trenutku, generator B je dostigao svoj maksimalni kapacitet, a generator A postao je marginalni generator, povećavajući nodalnu cenu na sabirnici 1 na 7.50 \$/MWh. Koristeći superpoziciju, može se proveriti da je cena na sabirnicama 3 data jednačinom:

$$\pi_3 = \frac{1}{3} \cdot \pi_1 + \frac{2}{3} \cdot \pi_2 = 11.83 \text{ $/MWh} \quad (6.68)$$

Ako se granica poveća iznad 120 MW, generator C ne proizvodi ništa. Cena u čvoru 2 postaje kombinacija cena u čvorovima 1 i 3 jer je generator D marginalni generator. Nodalne

cene, prihodi generatora, profit generatora, plaćanja potrošača i suficit zbog zagušenja se smanjuju dok se ne dostigne stanje bez zagušenja za ograničenje od 156 MW.

6.3.2.7 Još više ekonomski nelogične cene

Sada se može razmotriti šta se dešava ako se kapacitet grane 2-3 smanji na 65 MW. Pod ovim uslovima, ograničeni dispečing sa minimalnim troškovima je:

$$\begin{aligned} P_A &= 47.5 \text{ MW} \\ P_B &= 285 \text{ MW} \\ P_C &= 0 \text{ MW} \\ P_D &= 77.5 \text{ MW} \end{aligned} \quad (6.69)$$

Ova generisanja daju sledeće tokove snaga:

$$\begin{aligned} F_{12} &= 125 \text{ MW} \\ F_{13} &= 157.5 \text{ MW} \\ F_{23} &= 65 \text{ MW} \end{aligned} \quad (6.70)$$

Prema tome, tok na liniji 2-3 je jedini koji je ograničen. Marginalni generatori su A i D, jer generator B proizvodi na maksimalnoj snazi, a generator C uopšte ne proizvodi. Generator A tako postavlja π_1 na 7.50 \$/MWh dok generator D postavlja π_3 na 10.00 \$/MWh. Da bi se izračunala marginalna cena u čvoru 2, potrebno je izračunati trošak dodatnog MW opterećenja u tom čvoru. Pošto će marginalni generatori proizvesti ovaj MW, ima se:

$$\Delta P_1 + \Delta P_3 = 1 \text{ MW} \quad (6.71)$$

Ovi priraštaji generisanja moraju biti takvi da zadrže tok snage na grani 2-3 na svom graničnom nivou. Imajući u vidu relativne reaktanse putanja, ima se:

$$-0.4\Delta P_1 - 0.8\Delta P_3 = 0 \quad (6.72)$$

Negativni znaci se javljaju zato što povećanje generisanja na bilo kojim sabirnicama 1 ili 3, uz povećanje opterećenja na sabirnicama 2, smanjuje tok snage po grani 2-3. Rešavanjem jednačina (6.71) i (6.72) dobija se:

$$\begin{aligned} \Delta P_1 &= 2 \text{ MW} \\ \Delta P_3 &= -1 \text{ MW} \end{aligned} \quad (6.73)$$

Dodatni MW na sabirnicama 2 će prema tome koštati:

$$\pi_2 = 2 \cdot 7.50 - 1 \cdot 10 = 5.00 \text{ $/MWh} \quad (6.74)$$

Marginalna cena u čvoru 2 je tako niža od cene u drugim čvorovima, odnosno niža od marginalnih troškova bilo kog marginalnog generatora!

6.3.2.8 Nodalne cene i tržišna moć

U dosadašnjoj diskusiji, bila je pretpostavka da su nodalna tržišta savršeno konkurentna. Tada je nodalna cena jednaka marginalnom trošku kada se energija proizvodi pomoću lokalnih generatora. Iako ova pretpostavka u velikoj meri pojednostavljuje analizu, u praksi je pod znakom pitanja, posebno kada je prenosna mreža zagušena. Sada će se pokazati da Drugi Kirhofov zakon može učiniti strateško licitiranje (davanje ponuda) lakim i profitabilnim. Može se ponovo posmatrati primer sa tri čvora i kao u prethodnoj sekciji analiziraće se ograničenje na grani 2-3, a ne na grani 1-2. Pretpostaviće se da generator C na sabirnici 2 očajnički želi da proizvede neku snagu. Takva situacija bi mogla da se desi ako su troškovi pokretanja generatora C visoki, a njegov vlasnik odluči da je jeftinije proizvoditi sa gubitkom neko vreme, a ne da kasnije po potrebi ponovo pokrene jedinicu. To se takođe može dogoditi ako je C postrojenje sa kogeneracijom i elektrana mora da radi kako bi proizvela paru koja je potrebna za industrijski proces. Vlasnik generatora C shvata da, ako elektrana mora da radi, on mora da da ponudu ispod trenutne marginalne cene od 5.00 \$/MWh. On odlučuje da da ponudu 3,00 \$/MWh. Ako drugi proizvođači daju ponude prema marginalnim troškovima, onda je ekonomski dispečing:

$$\begin{aligned}P_A &= 35 \text{ MW} \\P_B &= 285 \text{ MW} \\P_C &= 90 \text{ MW} \\P_D &= 0 \text{ MW}\end{aligned}\tag{6.75}$$

Međutim, ovaj dispečing mora biti modifikovan da bi se zadovoljilo ograničenje na grani 2-3, odnosno:

$$\begin{aligned}P_A &= 32.5 \text{ MW} \\P_B &= 285 \text{ MW} \\P_C &= 7.5 \text{ MW} \\P_D &= 85 \text{ MW}\end{aligned}\tag{6.76}$$

Pošto su generatori A i C marginalni, oni određuju nodalne cene na sabirnicama 1 i 2 na 7.50 \$/MWh i 3.00 \$/MWh, respektivno. Generator D radi na svojoj gornjoj granici i zbog toga ne određuje cenu na sabirnici 3. Koristeći gore navedenu tehniku, dobija se da je za snabdevanje dodatnog MW na sabirnici 3 potrebno povećati izlaznu snagu generatora A za 2 MW i smanjiti izlaznu snagu generatora C za 1 MW. Na taj način marginalna cena u čvoru 3 će biti:

$$\pi_3 = 2\pi_1 - \pi_2 = 12.00 \text{ $/MWh}\tag{6.77}$$

Podnošenje niske ponude na sabirnicama 2 prema tome povećava cenu na sabirnicama 3 sa 10.00 \$/MWh na 12 \$/MWh i izlaznu snagu generatora na tim sabirnicama sa 77.5 MW na 85 MW. Niska ponuda generatora C tako ima nelogičnu posledicu koja je vrlo profitabilna za generator D.

Malo je verovatno da će ovo stanje ostati nezapaženo od strane vlasnika generatora D koji može odlučiti da vidi šta će se desiti ako podigne svoju ponudu na 20.00 \$/MWh. Pod ovim uslovima, ograničen dispečing je:

$$\begin{aligned} P_A &= 47.5 \text{ MW} \\ P_B &= 285 \text{ MW} \\ P_C &= 0.0 \text{ MW} \\ P_D &= 77.5 \text{ MW} \end{aligned} \quad (6.78)$$

Marginalni generatori određuju nodalne cene na sabirnicama 1 i 3:

$$\pi_1 = 7.50 \text{ \$/MWh} \quad (6.79)$$

$$\pi_3 = 20 \text{ \$/MWh} \quad (6.79)$$

S druge strane, snabdevanje dodatnim MW na sabirnici 2 zahtevaće povećanje injektiranja na sabirnici 1 za 2 MW i smanjenje injektiranja na sabirnici 3 za 1 MW. Zbog toga se ima:

$$\pi_2 = 2\pi_1 - \pi_3 = 2 \cdot 7.50 - 1 \cdot 20.00 = -5.00 \text{ \$/MWh} \quad (6.80)$$

Pošto je cena na sabirnici 2 negativna, potrošači koji su priključeni na tu sabirnicu bili bi plaćeni za potrošnju, a generatori bi morali platiti privilegiju za proizvodnju energije! Pored toga što je generatoru C učinio život nesrećnim, generator D je povećao profit tako što je povećao svoju ponudu, iako se njegova proizvodnja smanjila:

$$\Delta\Omega_D = 77.50 \cdot 20.00 - 85 \cdot 10.00 = 700 \text{ \$} \quad (6.81)$$

Generator D je u stanju da vrši tržišnu moć jer je u vrlo povoljnom položaju u odnosu na ograničenje na grani 2-3. U stvari, s obzirom na opterećenja u sistemu, izlazna snaga generatora D se ne može smanjiti ispod 77.5 MW bez kršenja ograničenja. Bez obzira na to šta generator D nudi, njegova proizvodnja neće pasti ispod ovog nivoa. Generator D tako ima lokacijski monopol (monopol zbog lokacije).

U principu, mrežna ograničenja povećavaju mogućnosti za strateško nadmetanje, jer nisu svi generatori povezani na lokacije na kojima mogu rasteretiti određeno ograničenje. U mnogim slučajevima, broj generatora koji mogu efektivno uticati na ograničenje je mali. Zagušenje u prenosnoj mreži može pretvoriti racionalno konkurentno globalno tržište u više manjih lokalnih energetske tržišta. S obzirom da ova manja tržišta neizbežno imaju manje

aktivnih učesnika od globalnog tržišta, neki od njih će vjerovatno imati priliku da vrše tržišnu moć. Takvi scenariji nisu laki za otkrivanje ili analizu.

6.3.2.9 Nekoliko komentara o nodalnim marginalnim cenama

Analizirani primeri pokazali su da nodalne cene na sabirnicama bez marginalnih generatora mogu biti veće, niže ili između cena na sabirnicama sa marginalnim generatorima. Nodalna cena može čak biti negativna! Takođe je pokazano da, za razliku od normalne robe, električna energija može da teče od više ka nižoj ceni. Svi ovi efekti su posledica interakcije između ekonomije i Drugog Kirhofovog zakona. Oni pokazuju mudrost izjave: "Nikada ne veruj u metodu dokazanu na osnovu sistema sa dva čvora".

Ovi rezultati se možda kose sa ekonomskim zdravim razumom, ali su matematički korektni. Trgovanje električnom energijom na centralizovanom tržištu koje obuhvata ograničenja prenosne mreže zahteva korišćenje nodalnih marginalnih cena. Ove nodalne marginalne cene su izračunate korišćenjem optimizacione procedure koja maksimizuje globalnu dobrobit (*global welfare*). (DIGRESIJA: Postupak optimizacije koji je korišćen minimizuje troškove proizvodnje. Budući da je pretpostavljeno da je elastičnost potražnje nula, minimizovanje troškova je ekvivalentno maksimizaciji opšte dobrobiti). Na taj način sistem funkcioniše na ekonomičan način. Nažalost, kao što se videlo, ove cene diktiraju ne samo ekonomija već i Drugi Kirhofov zakon. Čak i u jednostavnim primerima sa tri čvora, razumevanje ovih cena zahteva vreme i trud. U stvarnom sistemu, analiza je još teža. Ovim se trgovci električnom energijom stavljaju u poziciju "da pitaju računar", što nije u potpunosti zadovoljavajuće u poređenju sa trgovinom normalnim robama.

Korišćenje vrlo jednostavnog primera omogućilo je da se detaljno analiziraju faktori koji utiču na nodalne cene. Skeptici mogu da posumnjaju da su opisani fenomeni rezultat ove male jednostavne mreže i da se oni ne bi pojavili u realnom sistemu. To na žalost nije slučaj. Nelogične cene su primećene u nekoliko sistema.

6.3.3 Gubici u prenosnim mrežama

Prenos električne energije kroz mrežu neizbežno dovodi do gubitka energije. Pošto jedan ili više generatora moraju proizvesti ovu izgublenu energiju, a pošto ovi generatori računaju da treba da budu plaćeni za svu energiju koju proizvedu, mora se napraviti mehanizam koji će obuhvatiti ukupne gubitke i njihove troškove u proračunima na tržištu električne energije.

6.3.3.1 Vrste gubitaka

Pre nego što se nastavi dalje, trebalo bi napraviti razliku između tri različite vrste gubitaka koji se sreću u elektroenergetskim sistemima. Prva vrsta su promenljivi/varijabilni gubici (*variable losses*). Ovi gubici su uzrokovani proticanjem struje kroz vodove, kablove i transformatore i ostale elemente mreže. Promenljivi gubici nazivaju se i Džulovi gubici ili redni gubici. Kao što pokazuje jednačina (6.81), ovi gubici su proporcionalni otpornosti R grane i kvadratu struje u toj grani. Takođe se mogu izraziti kao funkcija prividne snage S ili aktivne i reaktivne snage P i Q koje teku kroz granu. Pošto napon u sistemu ne odstupa mnogo od svoje nominalne vrednosti i pošto je tok aktivne snage obično mnogo veći od toka reaktivne snage, to se promenljivi gubici mogu, kao prva aproksimacija, tretirati kao kvadratna funkcija toka aktivne snage.

$$L^{prom} = I^2 R = \left(\frac{S}{U} \right)^2 \cdot R = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} \cdot R \approx \frac{R}{U^2} \cdot P^2 = K \cdot P^2 \quad (6.81)$$

Druga vrsta gubitaka su fiksni gubici (*fixed losses*). Većina ovih gubitaka uzrokovana je gubicima usled histerezisa i struja magnećenja u gvozdenom jezgru transformatora. Ostatak je posledica efekta korone kod dalekovoda. Fiksni gubici su proporcionalni kvadratu napona i nezavisni su od vrednosti struje. Međutim, pošto napon varira relativno malo oko svoje nominalne vrednosti, kao prva aproksimacija, ovi gubici se mogu tretirati kao da se konstantni. Fiksni gubici su takođe nazivaju gubici bez opterećenja, otočni gubici ili gubici u gvožđu.

Treća vrsta gubitaka se naziva netehnički gubici ili nekonvencionalni gubici (*nontechnical losses*). Ovaj eufemizam pokriva energiju koja je ukradena iz elektroenergetskog sistema.

Zbog njihove kvadratne zavisnosti od tokova snage, varijabilni gubici su mnogo značajniji tokom perioda vršnog opterećenja. Prosečno tokom cele godine, u zapadnoevropskim zemljama, 1 do 3% proizvedene energije se izgubi u prenosnom sistemu i 4 do 9% u distributivnom sistemu. Pošto su promenljivi gubici obično mnogo veći od fiksnih gubitaka, u nastavku teksta razmatraće se samo promenljivi gubici.

6.3.3.2 Marginalni troškovi gubitaka

Sl. 6.25 prikazuje sistem sa dva čvora u kome generator koji je priključen na čvor 1 napaja opterećenje priključeno na čvor 2 preko grane otpornosti R . Radi jednostavnosti, pretpostaviće se da je opterećenje čisto aktivno i zanemariće se uticaj reaktivne snage na

gubitke na grani. Pretpostaviće se i da je napon jednak nominalnoj vrednosti na oba čvora. Ove pretpostavke omogućavaju da se gubici izraze na sledeći način:

$$L = K \cdot D^2 \quad (6.82)$$

gde je D potrošnja u čvoru 2, a $K = \frac{R}{U^2}$. Generisanje u čvoru 1 je tada:

$$G(D) = D + L = D + K \cdot D^2 \quad (6.83)$$



Sl. 6.25 Sistem sa dva čvora za ilustraciju proračuna marginalnih troškova gubitaka

Ako se potrošnja poveća sa D na $D + \Delta D$, generisanje mora da se poveća za:

$$\Delta G = G(D + \Delta D) - G(D) = \Delta D + 2\Delta D \cdot D \cdot K = (1 + 2D \cdot K)\Delta D \quad (6.84)$$

gde je zanemaren član drugog reda ΔD . Ako su marginalni troškovi generisanja na sabirnici 1 jednaki c , povećanje troškova proizvodnje zbog povećanja opterećenja ΔD u čvoru 2 su:

$$\Delta C = c(1 + 2D \cdot K)\Delta D$$

a marginalni troškovi na sabirnici 2 su:

$$\frac{\Delta C}{\Delta D} = c(1 + 2D \cdot K)$$

Ako pretpostavimo da je u ovom sistemu savršena konkurencija, cene energije na sabirnicama 1 i 2 su:

$$\pi_1 = c \quad (6.85)$$

$$\pi_2 = \pi_1(1 + 2D \cdot K) \quad (6.86)$$

Razlika u ceni između dve sabirnice se, prema tome, povećava linearno sa tokom snage po grani, jer su gubici kvadratna funkcija opterećenja.

Zbog gubitaka, ukupan iznos koji plaćaju kupci na sabirnicama 2 je veći od iznosa koji generatori dobijaju na sabirnici 1. Tako se na mreži javlja trgovinski suficit (*merchandizing surplus* - MS). Ovaj suficit/višk je jednak vrednosti energije koja se proda na sabirnicama 2 minus trošak nabavke energije proizvedene na sabirnicama 1:

$$MS = \pi_2 D - \pi_1 (D + K \cdot D^2) \quad (6.87)$$

Koristeći izraze za cene koji su dati jednačinama (6.85) i (6.86), dobija se:

$$MS = c(1 + 2 \cdot K \cdot D)D - c(D + K \cdot D^2) = c \cdot K \cdot D^2 \quad (6.88)$$

Iako je manje energije potrošeno na sabirnici 2 nego što se proizvode na sabirnici 1, razlika u ceni između ove dva sabirnice je dovoljna da se osigura da ovaj višak uvek bude pozitivan. U ovom slučaju, trgovinske suficit jednak je troškovima snabdevanja gubitaka, jer postoji samo jedan generator sa definisanom marginalnom cenom. U složenoj mreži, ne može se dobiti izraz oblika sličnog jednačini (6.88). Zbog toga je nemoguće uspostaviti rigorozan metod za kvantifikaciju troškova gubitaka. Smisao jednačine (6.88) je samo da pokaže da je trgovinski suficit gruba predstava troškova gubitaka.

6.3.3.3 Efekti gubitaka na generatorski dispečing

Može se ponovo posmatrati interkonekcija Bordurija-Sildavija koja je analizirana na početku ovog poglavlja kako bi se proučio uticaj gubitaka na dispečing generatorskih jedinica. Da bi se stvari pojednostavile, prvo će se pretpostaviti da interkonekcija nije zagušena i da je koeficijent $K = \frac{R}{U^2} = 0.00005 \text{ MW}^{-1}$. Koristeći jednačine (6.6) i (6.7),

varijabilni troškovi proizvodnje energije u Borduriji i Sildaviji dati su sa

$$C_B(P_B) = \int_0^{P_B} MC_B(P) dP = 10P_B + \frac{1}{2} \cdot 0.01P_B^2 \quad (6.89)$$

$$C_S(P_S) = \int_0^{P_S} MC_S(P) dP = 13P_S + \frac{1}{2} \cdot 0.02P_S^2 \quad (6.90)$$

Ako zajedničko tržište električne energije Bordurija-Sildavija funkcioniše efikasno i konkurentno, u ravnoteži minimizuju se ukupni varijabilni troškovi proizvodnje električne energije:

$$\min(C_B + C_S) = \min\left(10P_B + \frac{1}{2} \cdot 0.01P_B^2 + 13P_S + \frac{1}{2} \cdot 0.02P_S^2\right) \quad (6.91)$$

Ova minimizacija mora u obzir uzeti ograničenje po balansu snage. Drugim rečima, snaga proizvedena u Borduriji i Sildaviji mora biti jednaka zbiru opterećenja i gubitaka:

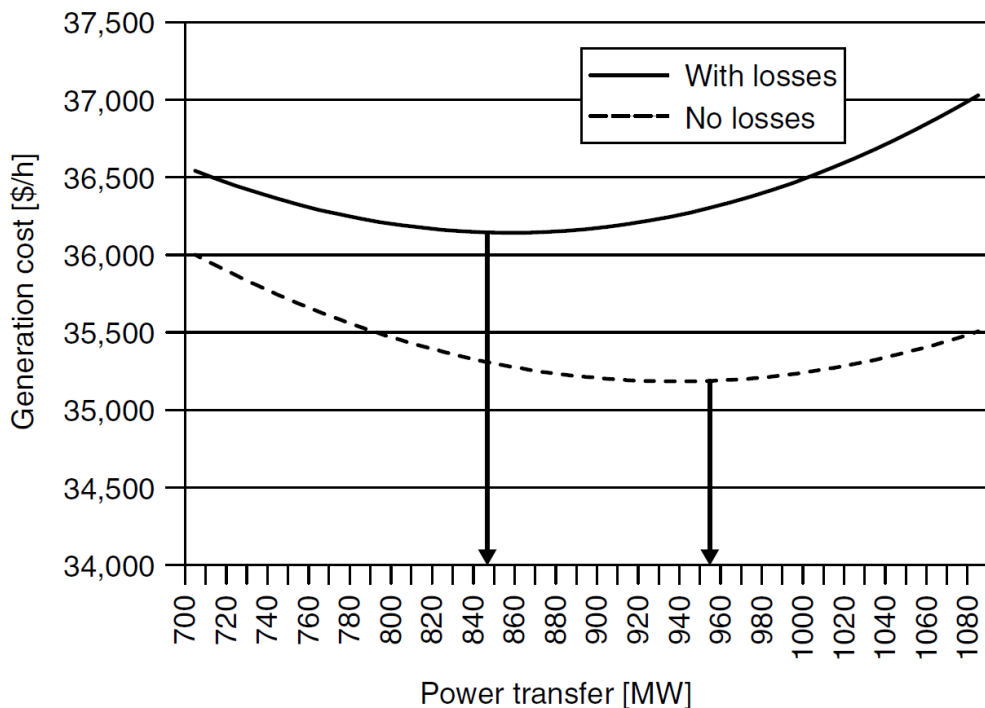
$$P_B + P_S = D_B + D_S + K \cdot F_{BS}^2 \quad (6.92)$$

Gde F_{BS} predstavlja aktivni tok snage na kraju interkonekcije kod Sildavije. Ponovo će se pretpostaviti da se naponi na obe sabirnice drže na nominalnom vrednosti. Ovaj optimizacioni problem rešiće se empirijskim pristupom u kome će se varirati tok snage F_{BS} i izračunavati proizvodnje u Sildaviji i Borduriji koristeći izraze:

$$P_S = D_S - F_{BS} \quad (6.93)$$

$$P_B = D_B + F_{BS} + K \cdot F_{BS}^2 \quad (6.94)$$

Ukupan varijabilni trošak proizvodnje može se zatim izračunati korišćenjem jednačina (6.89) i (6.90). Sl. 6.26 prikazuje kako se ovi ukupni troškovi menjaju u funkciji toka snage na interkonekciji i to u dva slučaja kada se u obzir uzimaju gubici u interkonekciji i kada se oni zanemaruju. Ova slika pokazuje da gubici smanjuju optimalni prenos snage sa 933 MW na 853 MW.



Sl. 6.26 Ukupni troškovi proizvodnje u interkonekciji Bordurija-Sildavija kao funkcija toka snage na interkonekciji kada su gubici uvažavaju i kada se ne uzimaju u obzir. Koeficijent K je jednak $K = R/U^2 = 0.00005 \text{ MW}^{-1}$. Zanemarena je otpornost unutrašnjih grana mreža Bordurije i Sildavije. Potrošnje u Borduriji i Sildaviji su 500 MW i 1500 MW, respektivno

U Tab. 6.8 dati su detaljni podaci o ova dva optimalna rešenja. Zbog gubitaka proizvođači Bordurije su nešto manje konkurentni, jer deo energije koju proizvedu izgubi se prilikom prenosa ka kupcima iz Sildavije. Prema tome, proizvodnja u Borduriji će se smanjiti, a povećati u Sildaviji. Vredi napomenuti da je vrednost ovog redispečinga značajno veća od iznosa gubitaka snage. Zbog ovog redispečinga, marginalni troškovi proizvodnje (a samim tim i lokalna cena energije) više nisu jednaki u Borduriji i Sildaviji. Pojavljuje se razlika u ceni od oko 2.00 \$/MWh. Potrošači u Sildaviji mogu da biraju između kupovine od

lokalnih proizvođača po ceni 25.90 \$/MWh ili od proizvođača u Borduriji po ceni od 23.89 \$/MWh i da plate naknadu za prenos od 2.00 \$/MWh. Slično tome, Bordurijski potrošači su ravnodušni između kupovine od lokalnih proizvođača ili od skupljih generatora Sildavije jer će biti nagrađeni za ulazak u transakciju koja smanjuje gubitke.

Tab. 6.8 Efekti gubitaka snage na rad interkonekcije Bordurija-Sildavija

	Bez gubitaka	Sa gubicima
P_B [MW]	1433	1389
P_S [MW]	567	647
Gubici [MW]	0	36
Prenesena snaga [MW]	933	853
MC_B [\$/MWh]	24.33	23.89
MC_S [\$/MWh]	24.33	25.94
Ukupni troškovi gener. [\$/h]	35 183	36 134

6.3.3.4 Trgovinski suficit (Merchandising surplus)

Tabela 6.9 sumira rad interkonekcije Bordurija-Sildavija kada se u obzir uzmu gubici na poveznom vodu. Potrošači i proizvođači kupuju i prodaju energiju po njihovoj lokalnoj ceni, za koju se pretpostavlja da je jednaka lokalnim marginalnim troškovima proizvodnje.

Prisustvo gubitaka stoga proizvodi trgovinski suficit od 888,61 \$/h. Dobija se isti rezultat ako se ovaj suficit tretira kao "dobit" koju bi ostvario operator interkonekcije ukoliko bi kupio energiju u Borduriji i prodao je u Sildaviji. Količina kupljena u Borduriji bila bi 889 MW (tj. 1389 MW - 500 MW), a cena će iznositi 23.89 \$/MWh. Količina prodana u Sildaviji bi bila 853 MW (tj. 1500 MW - 647 MW), a cena 25.94 \$/MWh. Profit ili suficit tada bi bio:

$$853 \cdot 25.94 - 889 \cdot 23.89 = 888.61 \text{ $/h}$$

Treba imati na umu da se ne dobija isti rezultat ako se pomnoži razlika u ceni i preneti snaga, jer zbog gubitaka tokovi snage kod oba kraja povezne linije nisu jednaki.

Tab. 6.9 Rad interkonekcije Bordurija-Sildavija kad se u obzir uzmu gubici na insterkonekciji

	Bordurija	Sildavija	Sistem
Potrošnja [MW]	500	1500	2000
Proizvodnja [MW]	1389	647	2036
Nodalna marginalna cena [\$/MWh]	23.89	25.94	-
Plaćanje potrošača [\$/h]	11945.00	38910.00	50855.00
Prihod proizvođača [\$/h]	33183.00	16783.18	49966.39
Trgovinski suficit [\$/h]			888.61

6.3.3.5 Kombinovanje gubitaka i zagušenja

Gubici se javljaju bez obzira da li je sistem zagušen ili ne. Razmotriće se slučaj u kojem je tok snage na interkonekciji ograničen na 600 MW. Proizvođači u Sildaviji prema tome proizvode 900 MW kako bi zadovoljili lokalno opterećenje od 1500 MW. Tada je nodalna cena (za koju pretpostavljamo da je jednaka marginalnom trošku) u Sildaviji:

$$\pi_S = MC_S = 13 + 0.02P_S = 31.00 \text{ \$/MWh} \quad (6.95)$$

Koristeći jednačinu (6.94), može se odrediti proizvodnja generatora u Borduriji:

$$P_B = D_B + F_{BS} + K \cdot F_{BS}^2 = 500 + 600 + 18 = 1118 \text{ MW} \quad (6.96)$$

Marginalni troškovi i nodalna cena u Borduriji su tada:

$$\pi_B = MC_B = 10 + 0.01P_B = 21.18 \text{ \$/MWh} \quad (6.97)$$

Razlika u ceni je 9,82 \$/MWh i prvenstveno je zbog ograničenja. Tab. 6.10 sumira rad interkonekcije pod ovim uslovima. Pošto ograničenje na interkonekciji smanjuje tok snage, to ujedno smanjuje i gubitke.

Tab. 6.10 Rad interkonekcije Bordurija-Sildavija kad se u obzir uzmu i gubici i zagušenje na insterkonekciji

	Bordurija	Sildavija	Sistem
Potrošnja [MW]	500	1500	2000
Proizvodnja [MW]	1118	900	2018
Nodalna marginalna cena [\$/MWh]	21.18	31.00	-
Plaćanje potrošača [\$/h]	10590.00	46500	57090
Prihod proizvođača [\$/h]	23679.00	27900	51579
Trgovinski suficit [\$/h]			5511

6.3.3.6 Upravljanje (*handling*) gubicima u bilateralnom trgovanju

Pošto gubici nisu linearna funkcija toka snage u prenosnom sistemu, gubici uzrokovani transakcijom ne zavise jednostavno samo od količine snage kojom se trguje i od lokacija dve strane koje su uključene u transakciju. Ovi gubici takođe zavise od svih ostalih transakcija koji se odvijaju u mreži. Prema tome, alociranje gubitaka ili njihovih troškova između svih učesnika na tržištu je problem koji nema striktno rešenje. Ipak, ovaj trošak mora biti plaćen i podeljen na fer način. Pravičan mehanizam je onaj u kome učesnici koji više doprinose gubicima (npr. udaljeni proizvođači i potrošači) plaćaju veći udeo od ostalih. U literaturi se mogu naći mnogi radovi o različitim metodama koje su predložene da se troškovi gubitaka dodele na približno pravednoj osnovi.

6.3.4 Matematička formulacija nodalnih cena (*nodal pricing*)

U stvarnom elektroenergetskom sistemu, veličina i složenost mreže su takvi da se cene električne energije očigledno ne mogu računati ad-hoc načinom koji je korišćen u primerima u prethodnoj sekciji. Operatoru centralizovanog tržišta potrebna je matematička formulacija koja se može koristiti za izračunavanje ovih cena na sistematski način. Ovaj market operator prima ponude (*bids*) i zahteve (*offers*) od proizvođača i potrošača. Zatim mora odabrati prihvatljive ponude i zahteve i odrediti cene kako bi se tržište zatvorilo. Ove odluke moraju maksimizovati ekonomsku dobrobit generisanu od strane sistema uz zadovoljavanje sigurnosnih zahteva o kojima se govorilo u Poglavlju 5. Prema tome problem se može formulirati kao optimizacioni problem sa ograničenjima. Razmotriće se četiri, progresivno složenije, varijante ovog problema optimizacije. Još jednom, da bi se stvari pojednostavili, pretpostaviće se savršena konkurencija u celoj mreži. Ponude koje dostavljaju proizvođači su, prema tome, jednake njihovim marginalnim troškovima.

6.3.4.1 Mreža sa jednim sabirnicama

Prvo će se napraviti korak nazad da se vidi kako se može formalizovati trgovina električnom energijom kada su potražnja i proizvodnja povezani na istu sabirnicu. Ova trivijalna mreža ne uzrokuje gubitke i ne ograničava prenos snage između generisanja i potrošnje.

Ekonomska dobrobit je jednaka razlici između koristi koju potrošači dobijaju potrošnjom električne energije i troškova proizvodnje te energije. Pretpostaviće se da koristi potrošača data funkcijom $B(D)$ od ukupne potražnje D i da su satni troškovi proizvodnje

električne energije dati funkcijom $C(P)$ od ukupne snage P proizvedene od generatora. Ova funkcija troškova $C(P)$ predstavlja ili stvarne troškove proizvodnje ili ponude koje su generatori dostavili. Kao što je ranije pomenuto, na savršeno konkurentnom tržištu, ove dve funkcije su identične. Očigledno, da bi se održala stabilnost sistema, generisanje mora biti jednako opterećenju. Na taj način možemo formulirati rad ovog sistema kao sledeći optimizacioni problem sa ograničenjima:

$$\text{Max}\{B(D) - C(P)\}, \text{ p. o. } P - D = 0$$

Lagranžova funkcija ovog problema je:

$$\ell(D, P, \pi) = B(D) - C(P) + \pi(P - D) \quad (6.98)$$

gde je izabrano, iz razloga koji će uskoro biti očigledni, da Lagranžov multiplikator bude veličina π . Uslovi optimalnosti se dobijaju izjednačavanjem parcijalnih izvoda Lagranžove funkcije sa nulom:

$$\frac{\partial \ell}{\partial D} = \frac{\partial B}{\partial D} - \pi = 0 \quad (6.99)$$

$$\frac{\partial \ell}{\partial P} = -\frac{\partial C}{\partial P} + \pi = 0 \quad (6.100)$$

$$\frac{\partial \ell}{\partial \pi} = P - D = 0 \quad (6.101)$$

Iz jednačina (6.99) i (6.100) dobija se:

$$\frac{\partial B}{\partial D} = \frac{\partial C}{\partial P} = \pi \quad (6.102)$$

Jednačine (6.102) i (6.101) formalizuju situaciju o kojoj je bilo govora u drugom poglavlju, odnosno da potrošači traže energiju do tačke u kojoj je marginalna korist koju dobijaju od ove potrošnje jednaka ceni koju plaćaju. Slično tome, generatori proizvode do tačke u kojoj su njihovi marginalni troškovi jednaki ceni koju dobijaju. U ravnoteži, na savršeno konkurentnom tržištu, cena je jednaka vrednosti Lagranžovog multiplikatora optimizacionog problema.

6.3.4.2 Mreža beskonačnog kapaciteta sa gubicima

Sada će se razmotriti slučaj u kom su potražnja i generisanje priključeni na različite čvorove u mreži. Budući da je pretpostavka da ova mreža ima beskonačan kapacitet, ograničenja prenosa nisu prisutna i prema tome ne utiču na cenu električne energije. S druge strane, uzeće se u obzir uticaj koji raspored generisanja i opterećenja ima na gubitke u mreži.

Umesto tretiranja generisanja i opterećenja odvojeno, pogodno je razmotriti neto snagu injehtiranja u svakom čvoru (neto snaga je jednaka razlici generisanja i potrošnje u posmatranom čvoru). Ako su i proizvođači i potrošači priključeni na određeni čvor, ovo neto injehtiranje je pozitivno kada lokalna proizvodnja premašuje potražnju i negativno u suprotnom. Ako sa I_k označimo neto snagu injehtiranja u čvoru k , ima se:

$$I_k = P_k - D_k \quad (6.103)$$

U odsustvu mreže, neto injehtiranja moraju biti jednaka nuli, a kako je već pomenuto, ekonomska optimizacija mora biti izvedena nezavisno u svakom čvoru. Zbog toga mreža stvara ekonomsku dobrobit tako što omogućava trgovinu između čvorova sa pozitivnim neto injehtiranjem i čvorova sa negativnim neto injehtiranjem.

U svakom čvoru može se definisati funkcija $W_k(I_k)$ koja je jednaka koristi potrošača u čvoru k od neto injehtiranja I_k ako je ono negativno ili negativnom trošku proizvodnje ovog neto injehtiranja ako je ono pozitivno. Sumiranjem za sve čvorove, dobija se ukupnu dobrobit koju je stvorila mreža:

$$W = \sum_{k=1}^n W_k(I_k) \quad (6.104)$$

Kao cilj optimizacionog problema može se izabrati maksimizacija ukupne dobrobiti:

$$\max_{I_k} (W) = \max_{I_k} \left[\sum_{k=1}^n W_k(I_k) \right] \quad (6.105)$$

Pošto je maksimizovanje funkcije ekvivalentno minimizovanju funkcije suprotnog znaka, može se definisati objektivna funkcija na sledeći način:

$$\min_{I_k} (-W) = \min_{I_k} \left\{ \sum_{k=1}^n [-W_k(I_k)] \right\} \quad (6.106)$$

Druga formulacija je poželjna jer je u skladu sa tradicionalnom definicijom problema optimalnih tokova snaga (OPF). U ovom problemu pretpostaviće se da je potražnja potpuno neosetljiva na cene i da su konstantna opterećenja specificirana u svakom čvoru. Prema tome korist koju stiču korisnici je konstantna i ne mora se uzeti u obzir prilikom optimizacije. Pod ovim uslovima, jednačina (6.106) predstavlja minimizaciju ukupnih troškova proizvodnje energije:

$$\min_{I_k} (-W) = \min_{I_k} \left\{ \sum_{k=1}^n C_k(I_k) \right\} \quad (6.107)$$

Budući da je pretpostavljeno da mreža ima beskonačan kapacitet, jedino ograničenje u ovoj optimizaciji je potreba da se održi balans snage. Suma neto injekcija u svim čvorovima mora prema tome biti jednaka gubicima snage u granama mreže:

$$\sum_{k=1}^n I_k = L(I_1, I_2, \dots, I_{n-1}) \quad (6.108)$$

Gubici snage zavise od tokova u granama, a prema tome i od neto injektiranja, kao što je dato funkcijom L u jednačini (6.108). Ova funkcija ne može zavisiti od injektiranja u svim čvorovima. Da je tako, ne bi bilo načina da se zadovolji balans snage jer bi bilo kakvo podešavanje injektiranja dovelo do promene gubitaka. Da bi se zaobišle ove poteškoće, jedan čvor u sistemu se označava kao balansno referentni čvor (*slack bus*), a injektiranje u ovom čvoru je izuzeto iz promenljivih u funkciji L . Za data neto injektiranja u ostalim čvorovima, injektiranje u balansnom čvoru se onda može prilagoditi tako da zadovolji jednačinu (6.108). Pošto je koncept balansnog čvora čisto matematički i nema fizičkih implikacija, izbor balansnog čvora je potpuno proizvoljan. U jednačini (6.108) i ostatku ovog poglavlja, izabran je čvor n kao balansni čvor. Sada se mogu kombinovati jednačine (6.107) i (6.108) u cilju formiranja Lagranžove funkciju optimizacionog problema:

$$\ell = \sum_{k=1}^n C_k(I_k) + \pi \left[L(I_1, I_2, \dots, I_{n-1}) - \sum_{k=1}^n I_k \right] \quad (6.109)$$

Uslovi optimalnosti su:

$$\frac{\partial \ell}{\partial I_k} = \frac{dC_k}{dI_k} + \pi \left(\frac{\partial L}{\partial I_k} - 1 \right) = 0, \quad k = 1, \dots, n-1 \quad (6.110)$$

$$\frac{\partial \ell}{\partial I_n} = \frac{dC_n}{dI_n} - \pi = 0 \quad (6.111)$$

$$\frac{\partial \ell}{\partial \pi} = L(I_1, I_2, \dots, I_{n-1}) - \sum_{k=1}^n I_k = 0 \quad (6.112)$$

Kombinovanjem jednačina (6.110) i (6.111) dobija se:

$$\frac{dC_k}{dI_k} = \frac{dC_n}{dI_n} \left(1 - \frac{\partial L}{\partial I_k} \right) = \pi \left(1 - \frac{\partial L}{\partial I_k} \right), \quad k = 1, \dots, n-1 \quad (6.113)$$

Lagranžov multiplikator π tako predstavlja marginalni trošak ili marginalnu korist od injektiranja snage u balansni čvor. U kontekstu konkurentnosti, ovo je nodalna cena u balansnom čvoru. Nodale cene na ostalim sabirnicama povezane su sa cenom u balansnom čvoru preko jednačine (6.113). Ako povećanje neto injektiranja u čvoru k povećava gubitke, onda se ima:

$$\frac{\partial L}{\partial I_k} > 0 \quad (6.114)$$

Prema tome, dobija se:

$$\frac{dC_k}{dI_k} < \frac{dC_n}{dI_n} \quad (6.115)$$

Nodalna cena koja se plaća generatorima u čvoru k je prema tome manja od nodalne cene u balansnom čvoru kako bi se generatori u čvoru k sankcionisali za dodatne gubitke koje uzrokuju injektiranjem inkrementa snage u mrežu u tom čvoru. S druge strane, potrošači u čvoru k plaćaju nižu cenu jer bi povećanje opterećenja u tom čvoru smanjilo gubitke. Suprotno važi ako povećanje neto injektiranja u čvoru k smanjuje gubitke. Konačno, ako se zanemare gubici, nodalne cene u svim čvorovima su jednake.

6.3.4.3 Mreža sa konačnim kapacitetom sa gubicima

U Poglavlju 5 se diskutovalo o ograničenjima koja nameću sigurnosti zahtevi elektroenergetskog sistema. Videlo se smo da toplotni kapacitet vodova i kablova direktno ograničavaju snagu koju oni mogu preneti. Održavanje stabilnosti elektroenergetskog sistema u slučaju kvarova i ispada takođe nameće ograničenja na tok snage na određenim granama ili grupama grana. Ova ograničenja će se modelovati na sledeći način:

$$F_l(I_1, I_2, \dots, I_{n-1}) \leq F_l^{\max}, \quad l = 1, \dots, m \quad (6.116)$$

Gde je F_l tok na grani l , a F_l^{\max} je maksimalna dozvoljena vrednost toka snage na toj grani, m je broj grana u mreži. Treba imati na umu da neto injektiranje u balansnom čvoru nije uključeno u izraze za tokove po granama kako se ne bi dobio predeterminisani problem.

Ova ograničenja nejednakosti uzeće se u obzir njihovim dodavanjem u Lagranžovu funkciju prethodnog optimizacionog problema (Jednačina (6.109)):

$$\ell = \sum_{k=1}^n C_k(I_k) + \pi \left[L(I_1, I_2, \dots, I_{n-1}) - \sum_{k=1}^n I_k \right] + \sum_{l=1}^m \mu_l [F_l^{\max} - F_l(I_1, I_2, \dots, I_{n-1})] \quad (6.117)$$

Uslovi optimalnost su:

$$\frac{\partial \ell}{\partial I_k} = \frac{dC_k}{dI_k} + \pi \left(\frac{\partial L}{\partial I_k} - 1 \right) - \sum_{l=1}^m \mu_l \frac{\partial F_l}{\partial I_k} = 0, \quad k = 1, \dots, n-1 \quad (6.118)$$

$$\frac{\partial \ell}{\partial I_n} = \frac{dC_n}{dI_n} - \pi = 0 \quad (6.119)$$

$$\frac{\partial \ell}{\partial \pi} = L(I_1, I_2, \dots, I_{n-1}) - \sum_{k=1}^n I_k = 0 \quad (6.120)$$

$$\frac{\partial \ell}{\partial \mu_l} = F_l^{\max} - F_l(I_1, I_2, \dots, I_{n-1}) = 0, \quad l = 1, \dots, m \quad (6.121)$$

$$\mu_l \cdot [F_l^{\max} - F_l(I_1, I_2, \dots, I_{n-1})] = 0, \quad \mu_l \geq 0, \quad l = 1, \dots, m \quad (6.122)$$

S ciljem boljeg razumevanja ovih jednačina razmatraće se poseban slučaj gde je tok snage na jednoj liniji (recimo, liniji i) ograničen. Pošto su svi Lagranžovi multiplikatori μ_l tada jednaki nuli, osim μ_i , dobija se:

$$\frac{dC_k}{dI_k} = \pi \left(1 - \frac{\partial L}{\partial I_k} \right) + \mu_i \frac{\partial F_i}{\partial I_k}, \quad k = 1, \dots, n-1 \quad (6.123)$$

$$\frac{dC_n}{dI_n} = \pi \quad (6.124)$$

$$\sum_{k=1}^n I_k = L(I_1, I_2, \dots, I_{n-1}) \quad (6.125)$$

$$F_l(I_1, I_2, \dots, I_{n-1}) = F_l^{\max}, \quad \mu_i > 0 \quad (6.126)$$

Jednačina (6.123) pokazuje da na nodalne cene u svakom čvoru (osim balansnog čvora) utiče ograničenje toka snage na jednoj liniji. Ovaj uticaj zavisi od troškova ograničenja (Lagranžov multiplikator μ_i) i od osetljivosti $\partial F_i / \partial I_k$ odnosno toka po grani i na neto injektiranje u čvoru k .

6.3.4.4 Mreža sa konačnim kapacitetom, DC proračun tokova snaga

Rešavanje jednačina (6.123) do (6.126) je računski teško ne samo zato što implicitno uključuje rešenje jednačina tokova snaga, već i zato što su jednačine nelinearne. Umesto da se koristi potpun i precizan AC model, optimizacija se može izvršiti na osnovu linearizovanog modela koji se zove DC model za proračun tokova snaga. Jednačine za DC tokove snaga izvedeni su iz jednačine AC modela za proračun tokova snaga uvažavajući sledeće pretpostavke:

- Otpornost svake grane je zanemarljiva u poređenju sa reaktansom
- Vrednost napona na svakoj sabirnici je jednaka nominalnoj vrednosti
- Razlike u uglovima napona na svakoj grani su dovoljno male da omogućavaju sledeću aproksimaciju:

$$\cos(\theta_i - \theta_j) \approx 1$$

$$\sin(\theta_i - \theta_j) \approx \theta_i - \theta_j$$

Pod ovim pretpostavkama, neto aktivne snage injektiranja zavise od uglova napona čvorova preko sledećeg skupa jednačina:

$$I_i = \sum_{j=1}^n y_{ij}(\theta_i - \theta_j), i = 1, \dots, n \quad (6.127)$$

Gde y_{ij} predstavlja inverznu vrednot reaktanse grana između čvorova i i j , a θ_i predstavlja ugao napona u čvoru i . Tok aktivne snage između čvorova i i j je dat izrazom:

$$F_{ij} = y_{ij}(\theta_i - \theta_j), i, j = 1, \dots, n \quad (6.128)$$

Pošto DC tok snage zanemaruje otpornost grane i na taj način zanemaruje gubitke, neće se uzeti u obzir ograničenje jednakosti slično jednačini (6.108). Međutim, uveden je novi skup promenljivih θ_i , koji je uravnotežen novim skupom jednačina (6.127). Ograničenja po tokovima snaga po granama su:

$$y_{ij}(\theta_i - \theta_j) \leq F_{ij}^{\max}, i, j = 1, \dots, n \quad (6.129)$$

Treba imati na umu da ova formulacija razlikuje dva ograničenja za svaku granu: jedan za tok od čvora i do čvora j i drugi za tok od čvora j do čvora i . Očigledno, samo jedno od ova dva ograničenja može biti aktivno u bilo kom trenutku. Lagranžova funkcija ovog optimizacionog problema je:

$$\ell = \sum_{i=1}^n C_i(I_i) + \sum_{i=1}^n \pi_i \left[I_i - \sum_{j=1}^n y_{ij}(\theta_i - \theta_j) \right] + \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n \mu_{ij} [F_{ij}^{\max} - y_{ij}(\theta_i - \theta_j)] \quad (6.130)$$

Izračunavanje parcijalnih izvoda ove funkcije po promenljivim, daje sledeće uslove optimalnosti:

$$\frac{\partial \ell}{\partial I_i} = \frac{dC_i}{dI_i} - \pi_i = 0, i = 1, \dots, n \quad (6.131)$$

$$\frac{\partial \ell}{\partial \theta_i} = - \sum_{j=1}^n y_{ij}(\pi_i - \pi_j + \mu_{ij} - \mu_{ji}) = 0, i = 1, \dots, n-1 \quad (6.132)$$

$$\frac{\partial \ell}{\partial \pi_i} = \sum_{j=1}^n y_{ij}(\theta_i - \theta_j) - I_i = 0, i = 1, \dots, n \quad (6.133)$$

$$\frac{\partial \ell}{\partial \mu_{ij}} = F_{ij}^{\max} - y_{ij}(\theta_i - \theta_j) \geq 0, i, j = 1, \dots, n \quad (6.134)$$

$$\mu_{ij} \cdot [F_{ij}^{\max} - y_{ij}(\theta_i - \theta_j)] = 0, \mu_{ij} \geq 0, i, j = 1, \dots, n \quad (6.135)$$

Treba imati na umu da postoji samo $n-1$ jednačina poput (6.132), jer je ugao napona na jednom od čvorova (obično je to balansni "slack" čvor) uzet kao referentni i zbog toga nije

promenljiva. Jednačine (6.134) i (6.135) postoje samo za parove ij koji odgovaraju granama mreže.

Jednačina (6.131) pokazuje da su sa ovom formulacijom Lagranžovi multiplikatori π_i jednaki nodalnim cenama. Neka se definiše C^{\min} kao optimalna vrednost troškova. Ovaj trošak zavisi od ograničenja toka po grani ij . Upotrebom jednačine (6.130), dobija se

$$\frac{\partial C^{\min}}{\partial F_{ij}^{\max}} = \mu_{ij} \quad (6.136)$$

Na taj način, Lagranžov multiplikator μ_{ij} predstavlja marginalni trošak ovog ograničenja. Izražava se u \$/MWh jer predstavlja uštede koja bi se ostvarile svakog sata ako bi se tok snage u grani ij povećao za 1 MW.

U praksi, rad elektroenergetskog sistema uključuje mnogo više od postavljanja fiksnih granica na tokove aktivne snage na nekim granama kao što je urađeno u ovoj linearizovanoj formulaciji. Operateri moraju se baviti mnogim pitanja koja su tek pomenuta u Poglavlju 5. DC aproksimacija je zgodna i računski efikasna, ali bi bilo glupo misliti da ona pruža dobru osnovu za upravljanje elektroenergetskim sistemom. Međutim, može se koristiti za određivanje graničnih cena posle činjeničnog stanja (tj. "a posteriori"). U ovom pristupu pretpostavlja se da operatori na optimalan način upravljaju sistemom koristeći svoje najbolje procene i matematičke alate za podršku u odlučivanju koji u obzir uzimaju potpunu nelinearnost sistema uključujući interakcije između tokova aktivne i reaktivne snage. Smatra se da su operatori odredili dispečing aktivnih snaga generatora na osnovu svih postavljenih sistemskih ograničenja. Drugim rečima, to znači da je rešen problem optimizacije koji je definisan jednačinama (6.131) do (6.135). Dakle, poznata je vrednost sljedećih varijabli:

- Aktivna snaga na svakom sabirnici.
- Ugao napona na svakom sabirnici.
- Ograničenja protoka po granama koja su aktivna.

Ako su troškovi generatora predstavljeni linearnim ili deo po deo linearnim funkcijama, minimizacija troškova angažuje generatore na njihovim minimalnim ili maksimalnim izlaznim snagama, ili snagama u prelomnim tačkama (tačkama gde se spajaju dva linearna dela krive), osim onih generatora za koje treba uraditi redispečing kako bi se zadovoljila ograničenja toka snage. Kao što je analizirano u primeru sa tri čvora, ako postoji m ograničenja, biće $m + 1$ takvih marginalnih generatora (Ako strana potražnje aktivno

učestvuje u radu sistema tako što podnosi ponude radi povećanja ili smanjenja opterećenja, mogu se imati i marginalna opterećenja). Može se koristiti jednačina (6.131) da se odrede cene električne energije u čvorovima u kojima su priključeni ovi generatori. Ova jednačina se ne može koristiti za generatore koji rade na jednoj od prelomnih tačaka svoje troškovne krive, jer izvod ove funkcije nije definisan u tim tačkama. Ova jednačina se takođe ne može koristiti u čvorovima u kojima funkcija troškova nije dostupna. Ako postoji m aktivnih ograničenja, ima se:

- $m + 1$ poznatih cena π_i
- $n - m - 1$ nepoznatih cena π_i
- m nepoznatih Lagranžovih multiplikatora μ_{ij}

Da bi se odredila vrednost ovih $n - 1$ nepoznatih promenljivih, ima se $n - 1$ jednačina (6.132). Ako se sa K i U označe, skupovi čvorova u kojima su cene poznate i nepoznate, respektivno, mogu se preurediti ove jednačine na način da sve nepoznate promenljive budu na levoj strani:

$$Y_{ii}\pi_i - \sum_{j \in U} y_{ij}\pi_j + \sum_{j=1}^n y_{ij}(\mu_{ij} - \mu_{ji}) = \sum_{j \in K} y_{ij}\pi_j, i \in U, i \neq \text{slack bus} \quad (6.137)$$

$$- \sum_{j \in U} y_{ij}\pi_j + \sum_{j=1}^n y_{ij}(\mu_{ij} - \mu_{ji}) = -Y_{ii}\pi_i + \sum_{j \in K} y_{ij}\pi_j, i \in K, i \neq \text{slack bus} \quad (6.138)$$

gde Y_{ii} predstavlja dijagonalni element matrice admitanse mreže na poziciji i .

Treba naglasiti da je μ_{ij} različito od nule samo ako je tok snage po grani između čvorova i i j jednak graničnoj vrednosti. Lagranžovi multiplikatori μ_{ij} i μ_{ji} ne mogu istovremeno biti različiti od nule zašto što odgovaraju tokovima snaga na istoj grani ali suprotnog smera. Iako su u sumama pokriveni svi čvorovi, jedini nenulti članovi su oni za koje je čvor j na drugom kraju grana povezane na čvor i .

Primer

Ponoviće se izračunavanje nodalnih marginalnih cena za primer sa tri čvora koristeći ovu formulaciju. Pretpostaviće se da je jednačinom (6.58) dat optimalni dispečing koji je operater realizovao s namerom da sistem radi sa minimalnim troškovima, poštujući ograničenje na grani 1-2.

Generatori A i D, koji se nalaze na sabirnicama 1 i 3, respektivno, ne rade ni na jednoj od njihovih granica. Prema tome je cena električne energije na ovim sabirnicama poznata i jednaka marginalnim troškovima ovih generatora:

$$\pi_1 = \frac{dC_A}{dP_A} = 7.5 \text{ \$/MWh} \quad (6.139)$$

$$\pi_3 = \frac{dC_D}{dP_D} = 10.0 \text{ \$/MWh} \quad (6.140)$$

S druge strane, cena u čvoru 2 je nepoznata. Prema tome ima se:

$$K = \{1, 3\}$$

$$U = \{2\}$$

Lagranžov multiplikator μ_{12} koji odgovara ograničenju na tok od čvora 1 do čvora 2 takođe je nepoznat. Drugi Lagranžni multiplikatori μ_{ij} su jednaki nuli, jer odgovarajuća ograničenja nisu aktivna. Ako izaberemo proizvoljno sabirnicu 3 kao balansni čvor (*slack bus*), mogu se napisati sledeće jednačine:

$$i = 1: -y_{12}\pi_2 + y_{12}\mu_{12} = -Y_{11}\pi_1 + y_{13}\pi_3 \quad (6.141)$$

$$i = 2: Y_{22}\pi_2 - y_{12}\mu_{12} = y_{21}\pi_1 + y_{23}\pi_3 \quad (6.142)$$

Pošto je matrica admintansi ove mreže:

$$Y = \begin{bmatrix} -10 & 5 & 5 \\ 5 & -15 & 10 \\ 5 & 10 & -15 \end{bmatrix} \quad (6.143)$$

Jednačine (6.141) i (6.142) postaju:

$$\begin{cases} 5\pi_2 - 5\mu_{12} = 25 \\ -15\pi_2 + 5\mu_{12} = -137.5 \end{cases} \quad (6.144)$$

Rešavanje ovih jednačina daje:

$$\begin{cases} \pi_2 = 11.25 \text{ \$/MWh} \\ \mu_{12} = 6.25 \text{ \$/MWh} \end{cases} \quad (6.145)$$

Nodalna cena na sabirnici 2 je identična vrednosti koja je dobijena u jednačini (6.67). Ovo nije iznenađujuće jer je taj rezultat dobijen pod istim skupom pretpostavki. Metoda koja je tada korišćena za dobijanje nodalnih cena je bila "ad hoc" verzija opšteg postupka koji je ovde opisan. Takođe treba obratiti pažnju na to da trošak ograničenja (*shadow cost*) na grani 1-2 nije jednak razlici između marginalnih cena u čvorovima 1 i 2 jer postoji više od jedne putanje između ova dva čvora.

Rukovanje reaktivnom snagom

U razvoju ove matematičke formulacije, jedine kontrolne promenljive koje su razmatrane su proizvodnja generatora i zahtevi potrošača. Kao što je diskutovano u Poglavlju 5, kako bi se održala sigurnost sistema, sistem operatora, kontroliše i druge veličine koje utiču uglavnom na tokove reaktivne snage. Ove kontrolne promenljive uključuju regulacione položaje (otcepe) transformatora, podešavanja vrednosti napona i injektiranja uređaja za kompenzaciju reaktivne snage. Ako se primei pun AC OPF model, ove promenljive se uzimaju u obzir prilikom formulisanja optimizacionog problema. Kod takvog modela mogu se dobiti optimalne cene za injektiranje reaktivne snage u svakom čvoru u sistemu. Iako je ovaj rezultat teoretski zanimljiv, njegov praktični značaj je ograničen. Reaktivnom snagom se ne treba trgovati kao aktivnom snaga. U stvari, zbog velikih reaktivnih gubitaka u dalekovodima, ne može se trgovati u široko području (većem regionu). Osim toga, kapacitet za snabdevanje reaktivnom snagom usled nepredviđenog stanja ima vrednost koja je znatno veća od kratkoročnih marginalnih troškova trenutno proizvedenog var-a.

6.3.5 Upravljanje rizicima prenosa u centralizovanom sistemu trgovine

Već je pomenuto u prethodnim poglavljima da je neuobičajeno za proizvođače i potrošače da robu u potpunosti prodaju ili kupuju preko spot tržišta. U Poglavlju 4 rečeno je kako učesnici na centralizovanim tržištima električne energije koriste ugovore o razlici (*contracts for difference*) kako bi upravljali svojom izloženošću rizicima povezanim sa fluktuacijama u ceni na spot tržištu. U tom poglavlju, međutim, važila je pretpostavka da prenosna mreža nije uticala na trgovinu električnom energijom. Sada se vidi kako sigurnosni zahtevi ograničavaju količinu snage koja se može prenijeti preko mreže i kako stvaraju razlike u ceni na različitim lokacijama. Prema tome, mora se razmotriti uticaj zagušenja na izvodljivost ovih ugovora i koji su to novi alati potrebni za upravljanje rizicima koji su povezani sa ovom zagušenjem. Iako gubici stvaraju razlike u nodalnim marginalnim cenama, ove razlike su manje i više predvidljive od razlika koje su izazvane zagušenjem. Zato će se diskusija fokusirati na posledice usled zagušenja. Dobijeni rezultati se mogu generalizovati kako bi se pokrili i efekti usled gubitaka.

6.3.5.1 Potreba za novim ugovornim alatima (contractual tools)

U centralizovanom sistemu trgovanja, svom energijom koja se proizvede i potroši fizički se trguje na jednom mestu. Proizvođači i potrošači injektiraju ili preuzimaju snagu iz mreže u skladu sa uputstvima operatora sistema. Zauzvrat, oni primaju ili plaćaju centralno

utvrđenu cenu na mestu gde su priključeni. Međutim, učesnicima na tržištu se obično dozvoljava sklapanje bilateralnih finansijskih ugovora kako bi se zaštitili od nepredviđenih nodalnih cena. Kao primer može da se ispita šta se može dogoditi kada Bordurija Power zaključi jednostavan ugovor za razliku (*contracts for difference*) sa Sildavija Steel-om. Ovaj ugovor predviđa kontinuiranu isporuku 400 MW po ceni od 30 \$/MWh. Kao i ranije, pretpostaviće se da u svakoj od ove dve zemlje nema zagušenja. Prema tome, postoji jedinstvena nodalna marginalna cena za Borduriju (po kojoj Bordurija Power prodaje svu svoju proizvodnju) i jedinstvena nodalna marginalna cena za Sildaviju (po kojoj Sildavija Steel kupuje svu svoju potrošnju).

Sve dok ne postoji zagušenja na interkonekciji, ove dve nodalne marginalne cene su jednake. Generatori u Borduriji vide istu cenu kao i potrošači u Sildaviji. Konkretno, ukoliko je spot cena 24.30 \$/MWh, ugovor između Bordurija Power-a i Sildavija Steel-a rešava se na sledeći način:

- Bordurija Pover prodaje 400 MW po ceni 24.30 \$/MWh i dobija $400 \times 24.30 = 9720$ \$ isplate.
- Sildavija Steel kupuje 400 MW po ceni 24.30 \$/MWh i plaća $400 \times 24.30 = 9720$ \$
- Sildavija Steel plaća $400 \times (30 - 24.30) = 2280$ \$ Bordurija Power-u na osnovu ugovora za razliku.
- Bordurija Power i Sildavija Steel su tako efektivno trgovali sa 400 MW po ceni 30 \$/MWh.
- Ako bi nodalna cena bili veća od 30 \$/MWh, Bordurija Power bi izvršila plaćanje kompaniji Sildavija Steel za poravnanje ugovora za razliku.

Sada se može razmotriti šta se dešava kada je kapacitet interkonekcije ograničen na 400 MW. Ranije je pokazano da u ovom slučaju nodalna cena za Borduriju iznosi 19.00 \$/MWh, dok se za Sildaviju povećana na 35.00 \$/MWh. Pod ovim uslovima:

- Bordurija Power prodaje 400 MW po 19.00 \$/MWh i dobija $400 \times 19.00 = 7600$ \$. Prema ugovoru, trebalo je da dobije $400 \times 30 = 12000$ \$ dolara. Zbog toga je kraća za 4400 \$ (12000 \$ - 7600 \$) i očekuje da će Sildavija Steel platiti ovaj iznos za poravnanje ugovora.
- Sildavija Steel kupuje 400 MW po 35.00 \$/MWh i plaća $400 \times 35.00 = 14000$ \$. Prema ugovoru trebalo je da plati samo $400 \times 30 = 12000$ \$. Prema tome, očekuje da Bordurija Power plati 2000 \$ za poravnanje ugovora.

Ova očekivanja su očigledno nekompatibilna. Ugovori za razliku koji pokrivaju samo isporuku energije ne funkcionišu kada je prenosni sistem zagušen. Strane koje žele da se zaštite od promena cena moraju stoga ugovoriti ne samo energiju koju proizvode ili troše već i sposobnost prenosnog sistema da isporuči ovu energiju.

6.3.5.2 Finansijska prava prenosa (Financial transmission rights - FTR)

Bane, ekonomista od koga se traži da prouči električno povezivanje između Bordurije i Sildavije, zna da bez sigurnosti ugovora, puna korist od interkonekcije verovatno neće biti realizovana.

Dok razmišlja o primeru opisanom u prethodnoj sekciji, on obračunava ukupni manjak ugovora za razliku, odnosno ukupni iznos novca koji su obe strane trebale primiti radi poravnanja ugovora:

$$4400 \$ + 2000 \$ = 6400 \$$$

On primećuje da je ovaj iznos upravo jednak suficitu usled zagušenja (*congestion surplus*) koji je generisan na tržištu, odnosno razlici između ukupnog iznosa koji plaćaju potrošači i ukupnog iznosa koji su dobili generatori (videti Tab. 6.2):

$$62000 \$ - 55600 \$ = 6400 \$$$

Bane shvata da, ako bi Bordurija Power i Sildavija Steel dobili pristup ovom suficitu zbog zagušenja, mogli bi ravnopravno poravnati svoj ugovor za razliku. Kako bi se uverio da ovo nije samo slučajnost, Bane razvija analitički model poravnanja ugovora za razliku u prisustvu zagušenja. On usvaja konvencije da pozitivan iznos predstavlja prihod ili suficit, a negativan iznos trošak ili deficit. Za dati ugovor za razliku sa cenom π_C i iznosom F , ukupan iznos koji potrošač, kao što je Sildavija Steel, očekuje da plati:

$$E_C = -F \cdot \pi_C \quad (6.146)$$

Suprotno, ukupni iznos, koji proizvođač, kao što je Bordurija Power, očekuje da dobije je:

$$R_C = F \cdot \pi_C \quad (6.147)$$

Iznosi koje potrošač i proizvođač plaćaju i dobijaju, na spot marketu su respektivno:

$$E_M = -F \cdot \pi_S \quad (6.148)$$

i

$$R_M = F \cdot \pi_B \quad (6.148)$$

gde je Bane uzeo u obzir činjenicu da je prodaja i kupovina zaključena po različitim nodalnim cenama.

Prema tome, iznosi koje potrošač i proizvođač očekuju da plate ili prime da bi poravnali ugovor za razliku su:

$$E_T = E_M - E_C = -F \cdot \pi_S - (-F \cdot \pi_C) = F(\pi_C - \pi_S) \quad (6.150)$$

i

$$R_T = R_M - R_C = F \cdot \pi_B - F \cdot \pi_C = -F(\pi_C - \pi_B) \quad (6.151)$$

Ako proizvođač i potrošač trguju na istom spot tržištu ili u sistemu nema zagušenja, važi da je $\pi_S = \pi_B$ i ugovor može da se poravna jer je:

$$E_T = -R_T \quad (6.152)$$

Sa druge strane, ako $\pi_S \neq \pi_B$ obe strane očekuju isplatu i ima se ukupni manjak:

$$E_T + R_T = F(\pi_B - \pi_S) \quad (6.153)$$

Bane sada upoređuje jednačinu (6.153) sa izrazom za višak usled zagušenja dat jednačinom (6.26). On primećuje da oba izraza uključuju proizvod snage koja se prenosi i razlike cena između dva tržišta. Višak usled zagušenja uključuje maksimalnu snagu koja se može preneti između dve lokacije, dok je manjak dat u jednačini (6.153) povezan sa određenom transakcijom. Zbog toga bi višak usled zagušenja trebao biti u stanju da pokrije manjke ugovora do maksimalnog prenosa snage između dva tržišta.

Bane zaključuje da se problemi sa ugovorima o razlikama mogu rešiti ako ugovorne strane steknu finansijska prava prenosa (*Financial Transmission Rights* - FTRs). FTR-ovi su definišu između bilo koja dva čvora u mreži i omogućavaju njihovim vlasnicima prihod koji je jednak proizvodu količine kupljenih prava prenosa i razlike cena između između dva čvora. Formalno, nosilac FTR-a za F MWh između lokacija B i S ima pravo na sledeći iznos uzet iz viška usled zagušenja:

$$R_{FTR} = F(\pi_S - \pi_B) \quad (6.154)$$

Ovaj iznos je upravo ono što je potrebno kako bi se osiguralo da se može poravnati ugovor za razliku zaključen između proizvođača na lokaciji B i potrošača na lokaciji S. Treba imati na umu da, ukoliko u prenosnom sistemu nema zagušenja, ne postoji razlika u cenama između lokacija B i S, a nosilac FTR-a ne prima nikakav prihod. U ovom slučaju, međutim, ugovor za razliku se poravnava bez problema.

Na kraju, Bane primećuje da su vlasnici FTR-ova indiferentni u vezi polazne i krajnje tačke energije koju troše ili proizvode. Na primer, potrošač u Sildaviji koji poseduje FTR-ove vredne F MWh između Bordurije i Sildavije može da uradi jednu od ove dve stvari:

- da kupi F MWh energije na tržištu Bordurije po ceni π_B i iskoristiti svoja prava prenosa kako bi ih "besplatno" preneo u Sildaviju - u ovom slučaju plaća efektivno $F \cdot \pi_B$;
- da kupi F MWh energije na tržištu Sildavije po ceni π_S i iskoristiti svoj deo viška od zagušenja kako bi nadoknadio veću cenu koju je platio za energiju - u ovom slučaju plaća $F \cdot \pi_S$, ali prima $F \cdot (\pi_S - \pi_B)$.

Može se zaključiti, da FTRs potpuno izoluju svoje nosioce od rizika koji su povezani sa zagušenjem u prenosnoj mreži. Oni pružaju savršenu zaštitu.

Bane mora da odgovori na još jedno pitanje: kako će proizvođači i potrošači dobiti FTR-ove? Bane predlaže da ova prava trebaju da budu na aukciji. Za svaki tržišni period operator sistema bi odredio količinu snage koja se može preneti preko interkonekcije. FTR-ovi za ovu količinu električne energije bi zatim bili na aukciji. Ova aukcija bi bila otvorena za sve generatore, potrošače, pa čak i špekulante koji se nadaju da će profitirati od lokacijskih razlika u ceni električne energije. Nosilac ovih prava mogao bi ih koristiti ili ih prodati drugoj strani. Koliko bi ponuđači platili za FTR? To zavisi od njihovih očekivanja po pitanju razlika u ceni koje mogu nastati između lokacija gde su ova prava definisana. U slučaju posmatranog primera, ako su Banetove procene cene energije u Borduriji i Sildaviji i prenosnog kapaciteta interkonekcije tokom perioda zagušenja tačne, aukcija treba da rezultira maksimalnom cenom:

$$35.00 \text{ \$/MWh} - 19.00 \text{ \$/MWh} = 16.00 \text{ \$/MWh}$$

6.3.5.3 Finansijska prava prenosa od tačke do tačke (point-to-point)

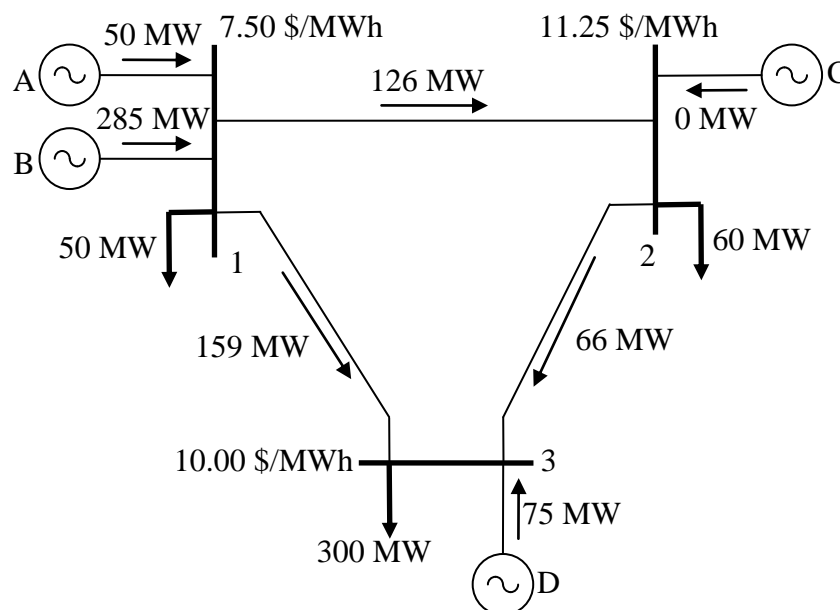
Važan aspekt definicije FTR-a ne vidi se jasno iz primera Bordurija/Sildavija sa dva čvora. FTR se definišu iz bilo koje tačke u mreži ka bilo kojoj drugoj tački u mreži. Ove tačke ne mora direktno povezati grana. Prednost ovakvog pristupa iz perspektive proizvođača i potrošača koji žele da uđu u transakciju jeste da se ne moraju baviti strukturom mreže. Sve što treba da znaju je čvor u kojem će se injektirati snaga i čvor u kojem će ona biti preuzeta. Što se njih tiče, put kojim će ova snaga proći kroz mrežu nije im od značaja.

Sada će se proveriti kako FTR-ovi od tačke do tačke funkcionišu u primeru sa tri sabirnice. Prvo će se razmotriti osnovni uslovi koji su analizirani u sekcijama 6.3.2.2 do 6.3.2.4. Sl. 6.27 sumira siguran ekonomičan rad ovog sistema. Može se pretpostaviti da je

jedan od potrošača u čvoru 3 potpisao ugovor za razliku sa generatorom priključenim na čvor 1. Ovaj ugovor je za snabdevanje 100 MW po 8.00 \$/MWh. Referentna cena za ovaj ugovor je nodalna cena u čvoru 1. Kao deo svoje strategije upravljanja rizicima, ovaj potrošač je takođe kupio 100 MW FTR-a od čvora 1 do čvora 3. Kao što je ranije izračunato, nodalne cene na sabirnicama 1 i 3 su 7,50 \$/MWh i 10,00 \$/MWh respektivno. Ovaj ugovor se poravnava na sledeći način:

- Potrošač plaća $100 \times 10.00 = 1000$ \$ operateru tržišta za preuzimanje 100 MW u čvoru 3.
- Generator dobija $100 \times 7.50 = 750$ \$ od operatora tržišta za injektiranje 100 MW na sabirnicu 1.
- Potrošač plaća $100 \times (8.00 - 7.50) = 50$ \$ generatoru za poravnanje ugovora za razliku.
- Potrošač dobija $100 \times (10.00 - 7.50) = 250$ \$ od operatora tržišta za FTR-ove koje poseduje između čvorova 1 i 3.

Potrošač tako plaća ukupno 800 \$ za 100 MW, što je ekvivalentno ceni od 8.00 \$/MWh.



Sl. 6.27 Siguran ekonomični rad sistema sa tri čvora za osnovne uslove u mreži

Kao što je ranije pomenuto, novac koji operater tržišta treba da plati vlasnicima FTR-a potiče od trgovinskog suficita koji dobija zbog zagušenja mreže. Prema tome operater

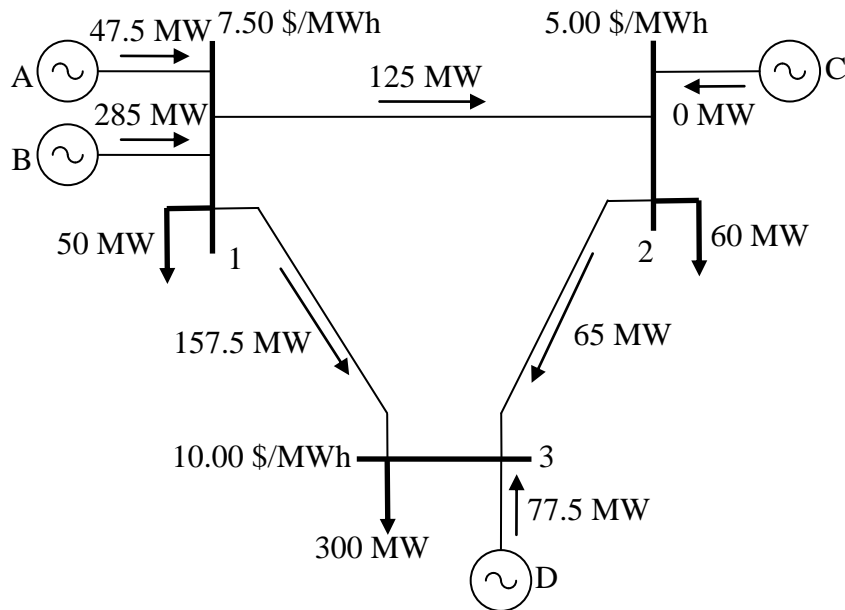
tržišta ne bi trebao da proda više FTR-a nego što mreža može fizički da podnese. Tabela 6.11 prikazuje tri kombinacije FTR-ova koji ispunjavaju simultani uslov izvodljivosti za primer od tri čvora.

Tabela 6.11 Neke izvodljive kombinacije FTR od tačke do tačke za sistem od tri čvora

Kombinacija	Prava prenosa			Poravnanje			
	Od čvora	Do čvora	Iznos [MW]	Od cene u čvoru [\$/MWh]	Do cene u čvoru [\$/MWh]	Prihod [\$]	Ukupno [\$]
A	1	3	225	7.50	10.00	562.50	787.50
	1	2	60	7.50	11.25	225.00	
B	1	3	285	7.50	10.00	712.50	787.50
	3	2	60	10.00	11.25	75.00	
C	1	3	275	7.50	10.00	687.00	787.50
	1	2	10	7.50	11.25	37.50	
	3	2	50	10.00	11.25	62.50	

Treba imati u vidu da je u svim slučajevima, zbir prihoda koji nosioci prava prikupljaju na osnovu nodalnih cena jednak trgovinskom suficitu prikupljenom od strane operatora tržišta (videti Tabelu 6.5).

Sada se može videti šta će se desiti ako je, kao što je analizirano u sekciji 6.3.2.7, kapacitet grane 2-3 ograničen na 65 MW. Sl. 6.28 sumira rad sistema pod ovim uslovima. Tabela 6.12 sumira poravnanje za tri kombinacije FTR-a koje su prikazane u Tabeli 6.11.



Sl. 6.28 Siguran ekonomični rad sistema sa tri čvora kada je kapacitet grane ograničen na 65 MW

Može se primetiti da neki od ovih FTR-ova imaju negativnu vrednost pod ovim uslovima. Nosioći ovih prava prema tome duguju operatoru tržišta dodatni iznos. Ovo je malo iznenađujuće jer su oni zapravo platili za ostvarivanje ovih prava. Međutim, to nije tako loše kao što zvuči, jer se ugovori za razliku i dalje mogu poravnati. Ako se pretpostavi, na primer, da je opterećenje na sabirnicama 2 potpisalo ugovor za razliku sa generatorom na sabirnicama 1 za isporuku 60 MW po 8.00 \$/MWh. Referentna cena za ovaj ugovor je ponovo nodalna cena na sabirnicama 1. Ovaj potrošač je takođe kupio 60 MW prava prenosa između čvorova 1 i 2. Ovaj ugovor bi se poravnao na sledeći način:

- Potrošač plaća $60 \times 5,00 = 300$ \$ operatoru tržišta za preuzimanje 60 MW na sabirnici 2.
- Generator dobija $60 \times 7,50 = 450$ \$ od operatora tržišta za injektiranje 60 MW na sabirnicu 1.
- Potrošač plaća $60 \times (8,00 - 7,50) = 30$ \$ generatoru za poravnanje ugovora za razliku.
- Potrošač plaća $60 \times (7,50 - 5,00) = 150$ \$ operatoru tržišta za FTR koje poseduje između čvorova 1 i 2.

Ovaj potrošač, prema tome, plaća ukupno 480 \$, što je ekvivalentno ceni od 8.00 \$/MWh u ugovoru za razliku.

Tabela 6.12 Poravnanje kombinacija FTR od tačke do tačke za sistem od tri čvora kada je kapacitet grane 2-3 ograničen na 65 MW

Kombinacija	Prava prenosa			Poravnanje			
	Od čvora	Do čvora	Iznos [MW]	Od cene u čvoru [\$/MWh]	Do cene u čvoru [\$/MWh]	Prihod [\$]	Ukupno [\$]
A	1	3	225	7.50	10.00	562.50	412.50
	1	2	60	7.50	5.00	-150.00	
B	1	3	285	7.50	10.00	712.50	412.50
	3	2	60	10.00	5.00	-300.00	
C	1	3	275	7.50	10.00	687.00	412.50
	1	2	10	7.50	5.00	-25.00	
	3	2	50	10.00	5.00	-250.00	

Jednostavan proračun, sličan onom koji je izvršen u Tabeli 6.5, pokazuje da u ovim uslovima poslovanja operator tržišta prikuplja trgovinski višak (*merchandising surplus*) od 406,25 \$. Za razliku od prethodnog slučaja, to je nešto manje od 412.50 \$ kao što je prikazano u poslednjoj koloni Tabele 6.12, što je iznos koji operator tržišta mora isplatiti radi poravnanja FTR-ova. Ovo odstupanje nastaje zbog toga što operator sistema nije bio u mogućnosti da isporuči prenosni kapacitet od tačke do tačke koji je pretpostavio za aukciju FTR-a. Treba imati na umu da operator tržišta mora prikupiti novac od FTR-a koji imaju negativnu vrednost da bi mogao grubo da izbalansira svoj račun. FTR-ovi se prema tome moraju tretirati ne kao opcija (gde se ugovor vrši samo ako je profitabilan za njegovog nosioca), već kao obaveza koja mora biti ispunjena u svim slučajevima.

6.3.5.4 Prava prenosnog koridora (flowgate rights)

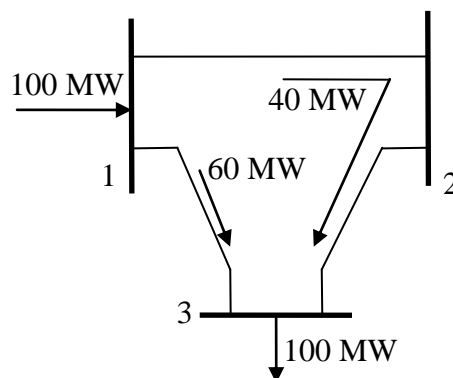
Umesto da budu definisana od tačke do tačke, FTRs se mogu dodeliti grani ili koridoru u mreži. Tada se zovu prava prenosnog koridora (*flowgate rights* - FGRs). FGR-ovi funkcionišu kao FTR-ovi, osim što vrednost ovih prava nije vezana za razliku nodalnih cena, već na vrednost Lagranžovog multiplikatora ili prikrivenih troškova (*shadow cost*) vezanih sa maksimalnim kapacitetom prenosnog koridora. Kada prenosni koridor nije na maksimalnom kapacitetu, odgovarajuća ograničenja nejednakosti nisu aktivna, a odgovarajući Lagranžov

multiplikator μ ima vrednost nula. Jedini FGR-ovi koji proizvode prihode su oni koji se odnose na zagušene grane.

Pošto nema razlike između FTR-ova i FGR-ova u sistemu sa dva čvora, odmah će se preći na primer sa tri čvora. Ponovo će se razmotriti slučaj potrošača na sabirnicama 3 koji želi kupiti 100 MW od generatora vezanog na sabirnicu 1 pod uslovima prikazanim na Sl. 6.27. Da bi se zaštitio od fluktuacija nodalnih cena, ovaj potrošač mora da kupi 100 MW FGR-a. U sekciji 6.3.2.1 se videlo da samo 60% snage injektirane na sabirnicama 1 i preuzete na sabirnici 3 teče direktno po grani 1-3. Ostalih 40% protiče kroz grane 1-2 i 2-3 kao što je prikazano na Sl. 6.29. Potrošač, prema tome, mora da kupi sledeće FGR-ove:

- 60 MW na grani 1-3
- 40 MW na grani 1-2
- 40 MW na grani 2-3

Za originalne uslove u mreži prikazane na Sl. 6.27, jedina grana koja radi na maksimalnom kapacitetu je grana 1-2. Videlo se u primeru iz sekcije 6.3.4.4 da je Lagranžov multiplikator za ove uslove $\mu_{12} = 6.25$ \$/MWh. Lagranžovi multiplikatori za druga ograničenja nejednakosti su jednaki nuli. Potrošač će, prema tome, prikupiti $40 \text{ MW} \times 6,25 \text{ $/MWh} = 250$ \$ od svojih FGR-ova. Ovo je jednako iznosu koji bi ovaj potrošač sakupio za 100 MW FTR-a od tačke do tačke između čvorova 1 i 3. U ovom slučaju, FGR-ovi pružaju istu savršenu zaštitu kao FTR.



Sl. 6.29 Prava prenosa koja se moraju nabaviti za transakciju od 100 MW između sabirnica 1 i 3

Zagovornici FGR-a tvrde da u praksi učesnici na tržištu ne bi trebali kupovati FGR na svim granama kroz koje prolazi snaga kojom oni trguju. S obzirom da je uglavnom samo nekoliko grana prenosne mreže preopterećeno, oni bi trebali kupiti prava prenosa samo na ovim

kritičnim prenosnim koridorima. Ovaj pristup, međutim, ostavlja učesnike samo delimično zaštićene od rizika od zagušenja, jer je često teško predvideti koje će sve grane biti preopterećene.

Treba imati na umu to, da Lagranžovi multiplikatori koji odgovaraju ograničenju nejednakosti nikada nisu negativni, pa nosioci FGR-a nikada se ne nalaze u poziciji da moraju da vrate novac operateru tržišta. FGR se tako uvek ponašaju kao opcije (vrsta ugovora).

6.3.5.5 Diskusija FTR protiv FGR

Postoji velika rasprava o prednostima i manama FTR-a i FGR.a. Ovo je pregled glavnih tačaka ove rasprave:

- Tržište FGR-ova bi trebalo da bude više likvidno od tržišta za FTR-ove, jer postoji mnogo više mogućih kombinacija prava od tačke do tačke nego što postoji grana koje će verovatno raditi sa maksimalnim kapacitetom.
- Međutim, može biti teško predvideti koje grane će biti zagušene. Trgovanje na fiksnom skupu kritičnih prenosnih koridora može dovesti do preopterećenja drugih grana.
- Vrednost FTR-ova je teško odrediti jer se prenosni kapacitet od tačke do tačke menja sa konfiguracijom mreže. Sa druge strane, maksimalni kapacitet date grane je manje više konstantan, pogotovo ako je tok na ovoj grani ograničen samo prema toplotnom kapacitetu.
- FGRs su jednostavniji jer obično postoji samo nekoliko zagušenih grana u mreži. Sa druge strane, čim se jedna grana zaguši, sve cene čvorova su različite.
- Učesnici moraju uzeti u obzir i razumeti rad mreže prilikom kupovine FGR-ova. U praksi ovo znači da moraju znati matricu PTDF faktora. Učesnici koji kupuju FTR-ove ne moraju se baviti funkcionisanjem mreže. Oni mogu svoje odluke zasnivati na njihovoj percepciji fluktuacije nodalnih cena.
- Na savršeno konkurentnom tržištu, FTR, FGR i čak prava fizičkog prenosa su ekvivalentni. Ako je konkurencija nesavršena, FGR mogu pružiti više mogućnosti za igranje, naročito ako se trgovanje fokusira na fiksni skup prenosnih koridora.

Predlog je da je najbolji način za rešenje ove debate da se pusti tržištu da odluči koje vrste prava mu više odgovaraju.

6.4 Raspoloživi prenosni kapacitet (Available Transfer capacity – ATC)

6.4.1 Uvod

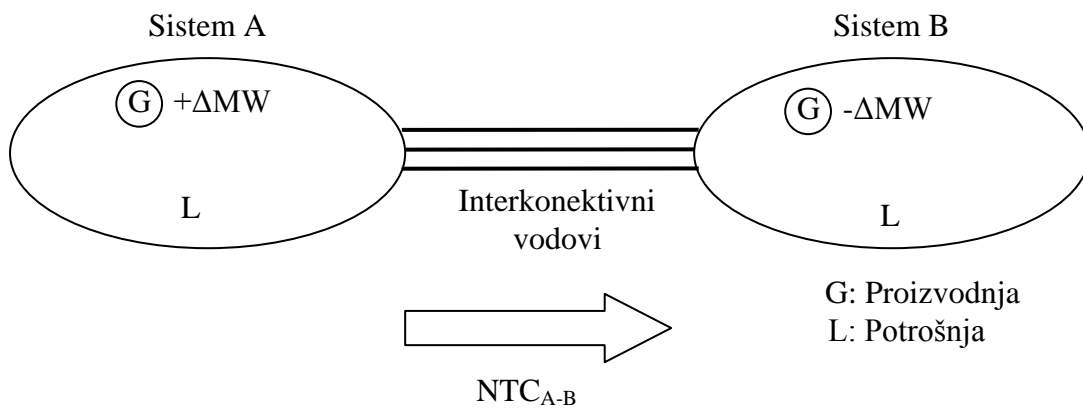
Udruženje evropskih operatera prenosnog sistema (ENTSO-E) je dalo definicije pojmova koji su vezani za prenosni kapacitet između povezanih elektroenergetskih sistema. Ovi pojmovi su važni i za razumevanje problema raspoloživog prenosnog kapaciteta. Ključni pojmovi su:

- Ukupni prenosni kapacitet (*Total Transfer Capacity* – **TTC**) predstavlja najveću dozvoljenu snagu razmene između dva elektroenergetska sistema, koji podleže „n-1“ kriterijumu sigurnosti rada elektroenergetskog sistema;
- Margina pouzdanog prenosa (*Transfer Reliability Margin* – **TRM**) – je deo ukupnog prenosnog kapaciteta kojom se uzimaju u obzir neodređenosti i teško predvidive reakcije interkonekcije na poremećaje u radu EES-a;
- Neto prenosni kapacitet (*Net Transmission Capacity* – **NTC**) je kapacitet raspoloživ za komercijalne transakcije;
- Prethodno dodeljeni prenosni kapacitet (*Already Allocated Transmission Capacity* – **AAC**) predstavlja planiranu snagu razmene između oblasti;
- Raspoloživi prenosni kapacitet (*Available Transmission Capacity* – **ATC**) predstavlja maksimalnu snagu transakcije koja se može preneti kroz sistem u određenom smeru i preseku, a da se pri tome ne naruše relevantna ograničenja;

6.4.2 Određivanje ATC-a

Za učesnike na tržištu vrednosti NTC-a i ATC-a su od posebne važnosti, pošto prema njima mogu da planiraju svoju prekograničnu trgovinu. Operator prenosnog sistema je dužan da računa i objavljuje vrednosti ATC-a između oblasti kojom upravlja i susednih oblasti. U praksi posao operatora tržišta najčešće obavljaju operatori prenosnih sistema.

Određivanje NTC-a će prvo biti objašnjeno na jednostavnom primeru prikazanom na Sl. 6.30. Slika prikazuje dva sistema, A i B, koja su međusobno povezana sa nekoliko interkonektivnih vodova.



Sl. 6.30. Primer dva povezana prenosna sistema.

Izračunavanje NTC-a se vrši u tri koraka. Prvo je neophodno izračunati vrednosti ukupnog prenosnog kapaciteta (TTC), koji predstavlja maksimalnu snagu koja se može preneti između dve oblasti, A i B, koja pri tome ne ugrožava ni jedan od uslova sigurnosti. Uslovi sigurnosti koji se razmatraju su:

- Termalna ograničenja: Postojanje struje u provodnicima i kablovima uzrokuje njihovo zagrevanje. U zavisnosti od konstrukcije vodova i kablova definiše se maksimalna dozvoljena struja. Prisustvo veće vrednosti struje od dozvoljene ugrožava pored samog elementa i okolinu u kojoj se nalazi. Jedna od posledica veće struje je približavanje nadzemnih vodova zemlji usled istežanja materijala zbog većih temperatura.
- Naponska ograničenja: Komponente prenosnog sistema su konstruisane tako da rade sa tačno zadatim opsegom napona koji su definisani internacionalnim standardima. Naponi se moraju držati u ovim okvirima da bi se sprečili proboji, da bi se obezbedio određeni kvalitet snabdevanja i da bi se izbegle brze dinamičke pojave koje mogu da prouzrokuju raspade sistema.
- Ograničenja stabilnosti; U velikim povezanim elektroenergetskim sistemima postoje mnoge električne, mehaničke i magnetne interakcije zbog dinamičkog ponašanja proizvodnih jedinica, karakteristika potrošnje i fizičkih osobina komponenti prenosnog sistema. Kao posledica ovoga u sistemu se mogu javiti značajne oscilacije snage, napona i frekvencije. Zbog opasnosti od delimičnog ili potpunog kolapsa sistema ove

oscilacije se moraju izbegavati, ili ograničiti na određeni opseg i mogu prouzrokovati ograničenje TTC-a.

Da bi se odredio TTC potrebno je simulirati razmenu snage između oblasti. Proces izračunavanje TTC-a uvek započinje sa definisanom konfiguracijom mreže, poznatom ili prognoziranim proizvodnjom, prekograničnom razmenom i poznatom potrošnjom. Simulacija se dalje nastavlja istovremenim povećavanjem proizvodnje u oblasti A i smanjivanjem proizvodnje u oblasti B za isti iznos. Prilikom ove simulacije potrošnja ostaje nepromenjena u oba sistema. Povećanje tranzita snage se zaustavlja kada se ugrozi neki od pomenutih kriterijuma sigurnosti, i ta vrednost se proglašava za TTC između oblasti A i B.

U drugom koraku se izračunava ili određuje margina pouzdanog prenosa. TRM pokriva prognozirane neizvesnosti povezanih vodova koje su posledica nepotpunih informacija od strane učesnika na tržištu ili neočekivanih stvarnih događaja. Nesavršenost informacija potiče od činjenice da u trenutku izračunavanja ovih vrednosti stvarno stanje u sistemu još nije poznato, na šta treba još dodati i nepredviđena stanja koja se realno mogu dogoditi. Oba ova uticaja je moguće uvažiti nekom probablističkom metodom u vreme izračunavanja prenosnog kapaciteta, ali glavni problem kod ovog pristupa predstavlja vreme potrebno za takvo izračunavanje. Stoga TRM može da se odredi na osnovu prethodnog iskustva operatora prenosnog sistema, ili na osnovu preporuke ETSO-E $TRM = n^{0.5} \cdot 100$ gde je n broj interkonektivnih vodova između oblasti ili jednostavnim zadavanjem fiksne vrednosti kao što je slučaj sa Bugarskom koja je za TRM usvojila vrednost od 100 MW prema svim susednim zemljama.

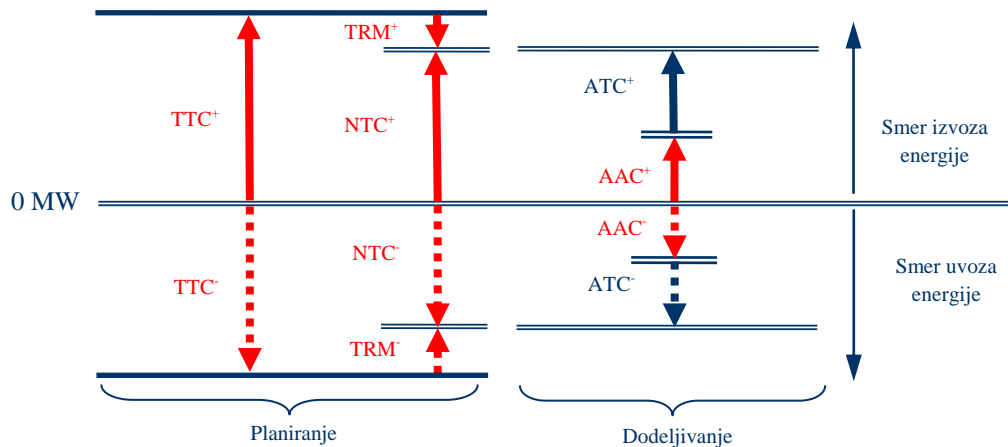
Sada je moguće izračunati NTC kao razliku TTC i TRM, odnosno:

$$NTC = TTC - TRM$$

Da bi se izračunao raspoloživi kapacitet od NTC-a je potrebno oduzeti planiranu snagu razmene između oblasti (Already Allocated Capacity – AAC), što praktično znači:

$$ATC = NTC - AAC$$

Grafički prikaz odnosa pojedinih veličina dat je na Sl. 6.31.

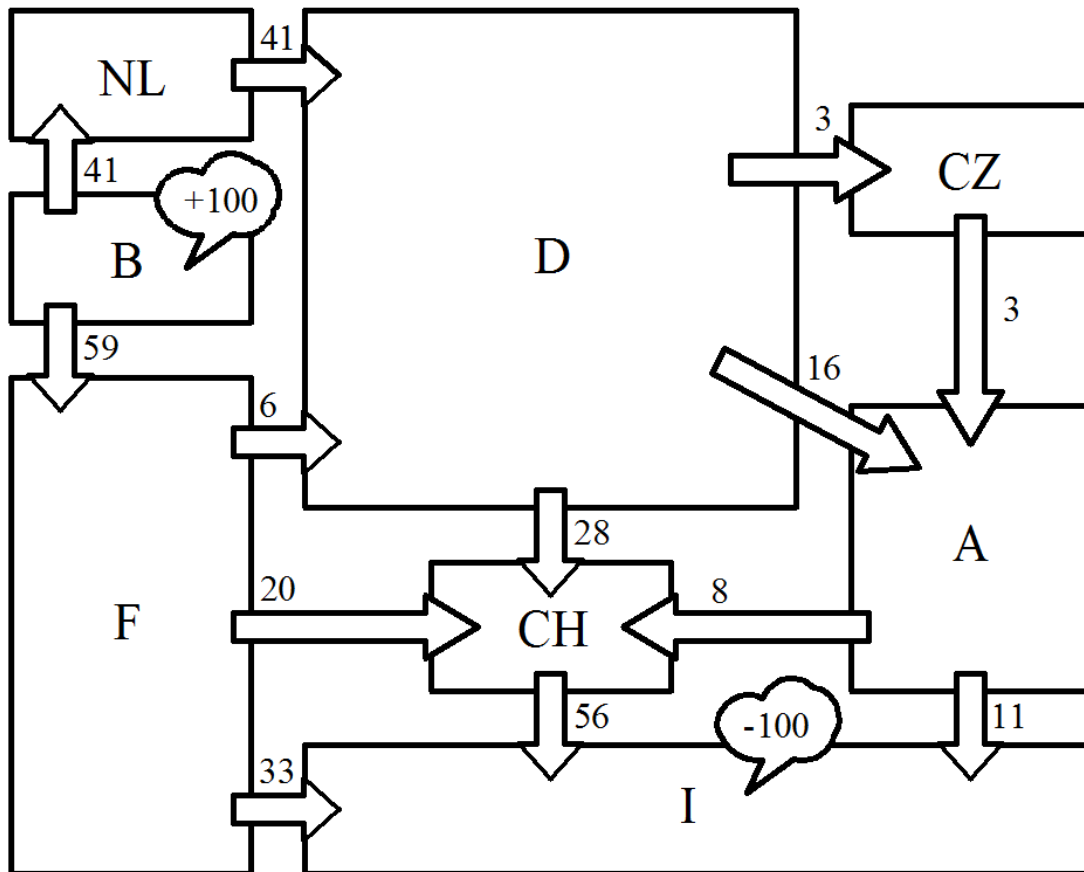


Sl. 6.31 Grafički prikaz

Ovakav pristup je upotrebljiv i korektan za elektroenergetske sisteme koji nisu deo veće interkonekcije kao što je slučaj u Evropi. Kada se razmatra više povezanih sistema postupak izračunavanja ATC-a je znatno komplikovaniji. Može se pokazati sa kakvim se problemom sreću operatori prenosnog sistema kada je potrebno izračunati ATC između dve oblasti.

Za slučaj povezanih sistema, na primer interkonekcija prenosnih sistema evropskih zemalja (UCTE), prekogranična razmena snage između dve zemlje neće rezultirati samo protokom snage između te dve zemlje. Za razliku od ekonomskih zakona gde se transakcija obavlja samo između dve strane, u elektroenergetskom sistemu prvenstveno vladaju zakoni fizike. Jedno od osnovnih pravila je da struja uvek teče linijom manjeg otpora, tako da će prilikom transakcije snage između dve zemlje deo te snage ići direktnim putem, a drugi deo te snage će stići obilaznim putem („paralelni“ tokovi).

Na Sl. 6.32 prikazan je primer toka snage po interkonektivnim vodovima za slučaj kada generatori u Belgiji povećaju proizvodnju za 100 MW, a generatori u Italiji smanje proizvodnju za isti iznos. Ovaj primer predstavlja transakciju snage u iznosu od 100 MW iz Belgije u Italiju, što u praksi predstavlja čest slučaj. Na slici je praktično prikazana procentualna raspodela snage po interkonektivnim vodovima okolnih evropskih zemalja.



Sl. 6.32 Razmena snage između Belgije i Italije.

Iz navedenog primera jasno proizilazi da svaka transakcija između dve zemlje koje su deo velike interkonekcije prouzrokuje promenu tokova snaga i u prenosnim sistemima drugih zemalja. Ovo praktično znači da NTC veoma zavisi od stanja u mreži, i da je tačno objavljivanje ove veličine praktično nemoguće. Za dobijanje tačnih vrednosti bilo bi potrebno ispitati beskonačno mnogo kombinacija, što je nemoguć zadatak za bilo kog operatora prenosnog sistema.

Da bi tržište moglo da funkcioniše ipak je potrebno objaviti neku vrednost NTC-a, a samim tim i ATC-a. Upravo zbog toga operatori prenosnih sistema računaju NTC za tačno definisani vremenski period, samo između geografski susednih oblasti pri tome ne uvažavajući uticaje drugih prenosnih sistema. Kao što je bio slučaj kod jednostavnog modela (Slika 1) i ovde se proizvodnja povećava u jednoj oblasti, a u drugoj smanjuje. Ako učesnik tržišta želi da ostvari transakciju između oblasti za koju je računat NTC, uticaj te transakcije može biti u potpunosti drugačiji od planiranog. Razlog postojanja ove razlike je činjenica da se razmena između dve oblasti neće obavljati pomoću generatora koji su korišćeni za izračunavanje ATC-a.

Izračunavanje ovakvog NTC-a postaje još komplikovanije ako na tržištu postoje učesnici koji imaju veliki portfolio geografski rasprostranjenih proizvodnih jedinica. Jedan od načina rešavanja ovog problema je dostavljanje voznog reda ovih elektrana operatoru prenosnog sistema dan unapred. Međutim, ovim postupkom ovakav proizvođač bi mogao da učestvuje samo na lokalnom tržištu. Učesnik bi mogao da ponudi lokalnom tržištu svoju proizvodnju za određenu cenu, ali ne bi mogao to da uradi za susedno tržište pošto bi u istom trenutku trebao da podnese i ponude za prekograničnu razmenu, a da pri tome ne zna koliko će snage biti prihvaćeno na lokalnom tržištu. Pored toga postoji određena doza opasnosti za ovakvog trgovca da će biti na gubitku ako je pristao da proda obećanu količinu energije po tržišnoj ceni. Naime, sasvim je moguć scenario u kome će tržišna cena biti takva da proizvođač neće moći da pokrije troškove proizvodnje obećane energije, a biće u obavezi da je isporuči.

7. INVESTIRANJE U PROIZVODNJU

7.1. Uvod

U prethodnim poglavljima analizirana je ekonomičnost rada elektroenergetskog sistema koristeći dati skup proizvodnih jedinica (generatora). U ovom poglavlju razmatraće se mogućnost dodavanja ili uklanjanja proizvodnih kapaciteta. Prvo će se svaki generator tretirati nezavisno. Iz perspektive potencijalnog investitora, ispitiće se faktori koji utiču na odluku o izgradnji nove proizvodne jedinice. Takođe će se razmišljati o penzionisanju postojećih postrojenja kada njihova profitabilnost postane nedovoljna. Zbog jednostavnosti pretpostaviće se da svi prihodi koje elektrane dobiju proizilaze iz prodaje električne energije i zanemariće se dodatni prihodi koje bi one mogle dobiti od prodaje pomoćnih usluga. Takođe će se pretpostaviti da generatori ne dobijaju naknadu za obezbeđenje kapaciteta, odnosno zato što su dostupni u slučaju da je njihova snaga potrebna.

U drugom delu poglavlja analiziraće se o obezbeđivanje proizvodnih kapaciteta iz perspektive potrošača. Električna energija je veoma važna za ekonomsku aktivnost i lično blagostanje pa potrošači žele sistem koji obezbeđuje pouzdano snabdevanje električnom energijom. Potrošači očekuju da snabdevanje električnom energijom bude omogućeno ne samo kada se potrošnja varira, već i kada neki proizvođači nisu u mogućnosti da proizvode zbog tehničkih poteškoća. Prema tome mora se razmotriti da li profit od prodaje električne energije rezultira ukupnim proizvodnim kapacitetom koji je dovoljan da ispuni očekivanja potrošača. Pošto je na mnogim tržištima električne energije odgovor na ovo pitanje negativan, razmatraće se dodatni podsticaji koji mogu privući generatorske kompanije da obezbede neophodne kapacitete.

7.2. Proizvodni kapacitet iz perspektive investitora

7.2.1 Izgradnja novog generatorskog kapaciteta

Investitor će finansirati novi proizvodni pogon ako veruje da će elektrana zaraditi zadovoljavajući profit tokom svog životnog veka. Preciznije, prihodi koje proizvede postrojenje treba da prevaziđu troškove izgradnje i upravljanja postrojenjem. Osim toga, ovaj profit bi trebao biti veći od profita koji ovaj investitor može ostvariti bilo kojim drugim ulaganjem sa sličnim nivoom rizika.

Za donošenje takve investicione odluke, ovaj investitor mora izračunati dugoročni marginalni trošak postrojenja (uključujući i očekivanu stopu povraćaja) i predvideti cenu po

kojoj bi se proizvodnja ove elektrane mogla prodati. Izgradnja postrojenja je racionalna odluka, sve dok procenjena cena prelazi dugoročni marginalni trošak postrojenja. Na liberalizovanom tržištu električne energije, ovaj rezon se primenjuje na ulaganja u proizvodne kapacitete.

U praksi, donošenje odluke da se investira u novu proizvodnu jedinicu je znatno složenije nego što to predlaže pojednostavljena teorija. Obe strane jednačine su pod velikim uticajem neizvesnosti. Kašnjenja u izgradnji i fluktuacije cene goriva mogu uticati na dugoročne marginalne troškove. S druge strane, promenu veleprodajnih cena električne energije u dužem vremenskom periodu je teško predvideti jer se potražnja može promeniti, konkurenti mogu ući na tržište ili se mogu razviti nove, efikasnije proizvodne tehnologije. Izgradnja elektrana je često moguća samo kada je podržana uzlaznim i silaznim ugovorima (*upstream and downstream contracts*). *Upstream* ugovori garantuju isporuku goriva po fiksnoj ceni. *Downstream* ugovori osiguravaju da se električna energija koju proizvede elektrana prodaje po ceni koja je takođe fiksna. Takvi aranžmani eliminišu cenovne rizike nad kojima vlasnik elektrane obično ima vrlo malo kontrole. Ovim vlasnik ima samo rizik koji je vezan za rad elektrane, odnosno rizik da bi kvar mogao sprečiti proizvodnju električne energije i poštovanje ugovora.

Postrojenja za proizvodnju, kao i svaka druga mašina, dizajnirana su da funkcionišu na zadovoljavajućem nivou određeni broj godina. Investitori koji odluče da izgrade elektranu zasnivaju svoju odluku na ovom procenjenom životnom veku. Za elektrane, ovaj životni vek se obično kreće od 20 do 40 godina. Međutim, neke hidroelektrane imaju znatno duži životni vek.

7.2.1.1 Primer 7.1

Borduria Power je zatražila od Bokija, mladog konsultantskog inženjera, da im pomogne da donesu preliminarnu odluku o tome da li treba izgraditi novu elektranu na ugajl kapaciteta 500 MW. Boki počinje posao sakupljanjem nekih tipičnih vrednosti za parametre postrojenja ovog tipa. Donja tabela prikazuje vrednosti koje je prikupio.

Troškovi investicija	1021 \$/kW
Očekivani radni vek	30 godina
Potrošnja toplote pri nominalnoj snazi	9419 Btu/kWh
Očekivani troškovi goriva	1.25 \$/MBtu

Pošto se traži samo gruba procena, Boki zanemaruje troškove vezane za startovanje jedinice i održavanje elektrane. Borduria Power je od Bokija zatražila da koristi metod interne stope povraćaja (IRR) za procenu profitabilnosti elektrane. Ova metoda određuje internu stopu zarade investicije. Da bi primenio ovaj metod, Boki mora da utvrdi neto novčani tok (*net cash flow*) za svaku godinu životnog veka elektrane. Boki prvo izračunava troškove izgradnje postrojenja.

Zatim, Boki treba da proceni godišnju proizvodnju ove elektrane. U idealnom slučaju, postrojenje treba da radi punim kapacitetom u svakom trenutku. U praksi ovo nije moguće jer se elektrana mora periodično isključiti radi održavanja i zato što će neizbežno imati neplanirane ispade usled kvarova. Prema tome on procenjuje faktor korišćenja od 80%. Pod ovim uslovima ima se:

Procenjena godišnja proizvodnja:

$$0.8 \times 500 \text{ MW} \times 8760 \text{ h/god} = 3\,504\,000 \text{ MWh}$$

Boki sada može da proceni godišnje troškove proizvodnje energije:

Godišnji troškovi proizvodnje:

$$3\,504\,000 \text{ MWh} \times 9419 \text{ Btu/kWh} \times 1.25 \text{ \$/Btu} = 41\,255\,220 \text{ \$}$$

Konačno, da bi procenio prihod, Boki pretpostavlja da će ova elektrana moći da proda električnu energiju koju proizvodi po ceni 32 \\$/MWh. Godišnji prihod je:

Godišnji prihod:

$$3\,504\,000 \text{ MWh} \times 32 \text{ \$/MWh} = 112\,128\,000 \text{ \$}$$

Bokijeva tabela sa podacima izgleda ovako:

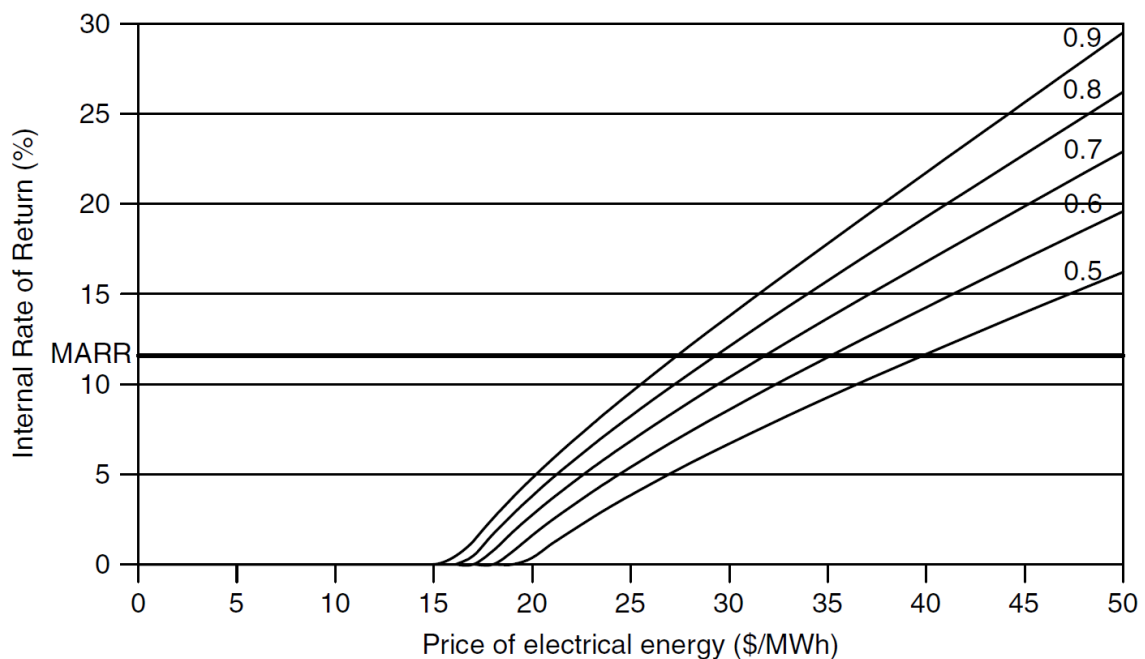
Godina	Investicije	Proizvodnja	Tr. proizvodnje	Prihod	Neto tok novca
0	510500000 \$	0	0	0	-510500000 \$
1	0	3504000	41255220 \$	112128000 \$	70872780 \$
2	0	3504000	41255220 \$	112128000 \$	70872780 \$
3	0	3504000	41255220 \$	112128000 \$	70872780 \$

30	0	3504000	41255220 \$	112128000 \$	70872780 \$

Boki je prema tome pretpostavio da su svi investicioni troškovi nastali tokom godine neposredno pre početka proizvodnje i da proizvodnja, prihodi, troškovi proizvodnje i neto novčani tok ostaju konstantni tokom 30-godišnjeg radnog veka elektrane. Koristeći jednu od funkcija koje omogućava softver za tabelarne proračune (EXCEL), Boki izračunava internu stopu povraćaja za ovaj neto novčani tok. Dobija se vrednost 13,58%. Borduria Power mora

tada da uporedi ovu vrednost sa svojom "minimalnom prihvatljivom stopom povraćaja" (MARR) pre nego što donesu odluku.

Pre nego što se odluči, Borduria Power će takođe razmotriti rizike vezane za ovaj projekat. U ovom slučaju treba obratiti pažnju na dva pitanja: šta će se desiti ako cena električne energije ne zadovolji očekivanja ili ako postrojenje ne može ostvariti ciljani faktor korišćenja? Koristeći svoju tabelu, Boki može lako da preračuna internu stopu povraćaja za različite cene i faktore korišćenja i može da napravi grafik prikazan na Sl. 7.1. Pod pretpostavkom da postrojenje postiže faktor korišćenja od 80%, prosečna cena po kojoj se prodaje električna energija ne bi trebala pasti ispod 30 \$/MWh da bi postrojenje postiglo MARR od 12%. S druge strane, prosečna prodajna cena bi se trebala znatno povećati ako faktor korišćenja padne znatno ispod 80%.



Sl. 7.1. Interna stopa povraćaja za termoagregat iz primera 7.1 kao funkcija očekivane cene električne energije za različite vrednosti faktora korišćenja

7.2.1.2 Primer 7.2

Nakon razmatranja gore navedenih rezultata, odbor Borduria Power-a je zabrinut veličinom početne investicije i rizikom povezanim sa ovim projektom. Zbog toga traže od Boki da izvrši sličnu analizu za gasnu turbinu sa kobinovanim ciklusom (*combined-cycle gas turbine* - CCGT). Kao što je prikazano u donjoj tabeli, ekonomija ove tehnologije se znatno razlikuje od one za termoelektranu. Početna investicija je znatno manja i efikasnost

energetske konverzije je mnogo veća (pošto je toplotna stopa niža). Sa druge strane, CCGT koristi gas, gorivo koje je mnogo skuplje od uglja.

Troškovi investicija	533 \$/kW
Očekivani radni vek	30 godina
Potrošnja toplote pri nominalnoj snazi	6927 Btu/kWh
Očekivani troškovi goriva	3.00 \$/MBtu

Pretpostavljajući isti faktor korišćenja (80%) i istu cenu električne energije (32 \$/MWh), godišnja proizvodnja i godišnji prihod od postrojenja CCGT istog proizvodnog kapaciteta očigledno bi bili isti kao i za postrojenje na uglj:

Godišnja proizvodnja:

$$0.8 \times 500 \text{ MW} \times 8760 \text{ h/god} = 3\,504\,000 \text{ MWh}$$

Godišnji prihod:

$$3\,504\,000 \text{ MWh} \times 32 \text{ $/MWh} = 112\,128\,000 \text{ $}$$

S druge strane, investicioni troškovi i godišnji troškovi proizvodnje bi bili drugačiji:

Troškovi investicija:

$$533 \text{ $/kW} \times 500 \text{ MW} = 266\,500\,000 \text{ $}$$

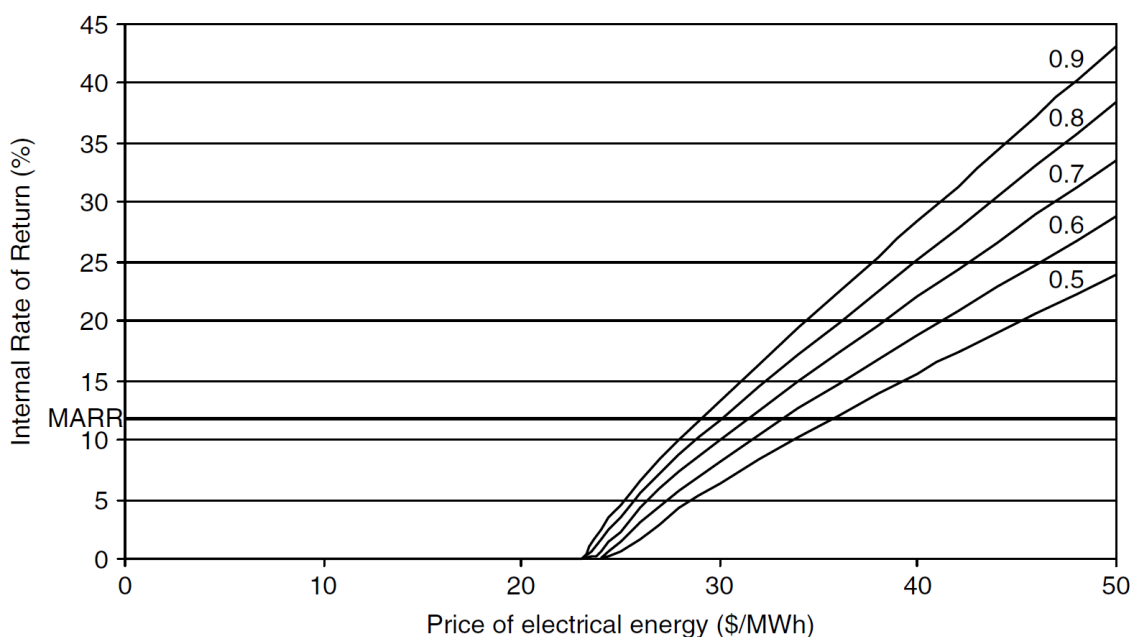
Godišnji troškovi proizvodnje:

$$3\,504\,000 \text{ MWh} \times 6927 \text{ Btu/kWh} \times 3.00 \text{ $/Btu} = 72\,816\,624 \text{ $}$$

Koristeći svoju tabelu, Boki ponovo analizira kako se interna stopa menja u zavisnosti od projektovane cene električne energije i faktora iskorišćenja. Rezultati ove analize, prikazani na Sl. 7.2, sugerišu da bi CCGT postrojenje moglo dati veću stopu povraćaja od postrojenja za proizvodnju uglja. Odluka između međusobno isključivih investicionih alternativa, međutim, ne bi trebalo da se zasniva samo na poređenju njihovih odgovarajućih stopa povraćaja. Ako manja ulaganja (u ovom slučaju fabrika CCGT) proizvode prihvatljivu stopu povraćaja, veća ulaganja (postrojenje za uglj) treba tretirati kao inkrementalnu investiciju. Boki zbog toga izračunava inkrementalni neto novčani tok koji proizilazi iz ove dodatne investicije. Ovaj deo njegove tabele izgleda ovako:

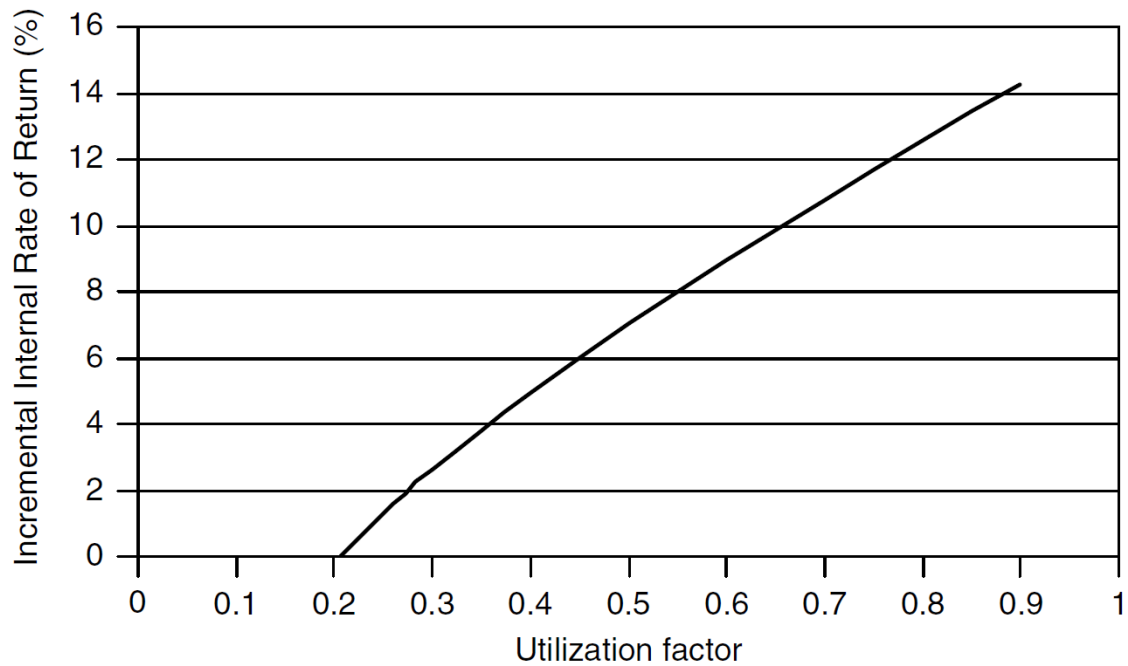
God.	Investicije u gasnu elektranu (A)	Investicije u elektranu na ugalj (B)	Tr. proizvodnje gasne elektrane (C)	Tr. proizvodnje elektrane na ugalj (D)	Inkrementalni Neto tok novca (A)-(B)+(C)-(D)
0	266500000 \$	510500000 \$	0	0	-244000000 \$
1	0	0	72816624 \$	41255220 \$	31561404 \$
2	0	0	72816624 \$	41255220 \$	31561404 \$
3	0	0	72816624 \$	41255220 \$	31561404 \$

30	0	0	72816624 \$	41255220 \$	31561404 \$



Sl. 7.2. Interna stopa povraćaja za gasnu elektranu iz primera 7.2 kao funkcija očekivane cene električne energije za različite vrednosti faktora korišćenja

Kolone koje pokazuju godišnju proizvodnju i godišnji prihod nisu prikazane jer su identične za obe tehnologije. Boki zatim izračunava internu stopu povraćaja koja odgovara novčanim tokovima prikazanim u poslednjoj koloni i dobija vrednost od 12,56%. Ako je MARR Borduria Power-a postavljen na 12%, izgradnja termoelektrane, a ne postrojenja CCGT, biće opravdana, bar za ovu vrednost faktora iskorišćenja. U svom izveštaju, Boki uključuje grafik prikazan na Sl. 7.3 i ukazuje odboru Borduria Power-a da ova inkrementalna interna stopa povraćaja pada ispod 12% ako postrojenje ne postigne 80% faktor korišćenja.



Sl. 7.3 Inkrementalna interna stopa povraćaja koju bi Borduria Pover postigao investirajući u termoelektranu, a ne u gasnu elektranu

7.2.1.3 Primer 7.3

Dok Borduria Power razmišlja o izgradnji postrojenja na fosilno gorivo, Nikola, izvršni direktor Sildavian Wind Power Ltd., pronašao je obećavajuću lokaciju za izgradnju vetroparka od 100 MW. U tabeli ispod prikazani su parametri elektrane koje Nikola razmatra u svom preliminarnom proračunu.

Troškovi investicija	919 \$/kW
Očekivani radni vek	30 godina
Potrošnja toplote pri nominalnoj snazi	0
Očekivani troškovi goriva	0

Prema tome, početni investicioni troškovi su: $919 \text{ \$/kW} \times 100 \text{ MW} = 91.900.000 \text{ \$}$.

Pošto je vetar besplatan, a troškovi održavanja i proizvodnje su zanemareni u ovoj prvom aproksimaciji, Nikola ne mora da razmatra godišnje proizvodne troškove. Njegova najbolja procena prosečne cene električne energije u toku životnog veka elektrane od 32 \$/MWh, je identična onoj koju koristi Borduria Power. Iako lokacija za vetropark o kojoj Nikola razmišlja ima odličnu perspektivu, faktor iskorištenja vetroelektrane verovatno neće prelaziti 35%.

Godišnja proizvodnja:

$$0.35 \times 100 \text{ MW} \times 8760 \text{ h/god} = 306\,600 \text{ MWh}$$

Godišnji prihod:

$$306\,600 \text{ MWh} \times 32 \text{ \$/MWh} = 9\,811\,200 \text{ \$}$$

Nikolina tabela ima sledeći izgled:

Godina	Investicije	Proizvodnja	Tr. proizvodnje	Prihod	Neto tok novca
0	91900000 \$	0	0	0	-91900000 \$
1	0	306600	0	9811200 \$	9811200 \$
2	0	306600	0	9811200 \$	9811200 \$
3	0	306600	0	9811200 \$	9811200 \$

30	0	306600	0	9811200 \$	9811200 \$

Tokom 30-godišnjeg očekivanog životnog veka vetroelektrane, neto novčani tok prikazan u poslednjoj koloni daje internu stopu povraćaja od 10,08%. Ovo je manje od 12% koje Borduria Pover smatra prihvatljivim, ali zadovoljava manje zahtevnih 10% MARR-a koje koristi Sildavian Wind Power Ltd.

7.2.2 Penzionisanje proizvodnog kapaciteta

Kada elektrana uđe u pogon, njen projektovani životni vek postaje teoretska referentna tačka oko koje stvarni životni vek može znatno da odstupa. Tržišni uslovi se mogu toliko promeniti da prihodi koje generiše postrojenje više ne mogu da pokriju operativne troškove. Osim ako nema razloga da se veruje da će se tržišni uslovi poboljšati, elektrana mora u penziji, odnosno da se obustavi njen rad. Važno je naglasiti da se u konkurentskom okruženju takva odluka zasniva isključivo na budućim izgledima prihoda i troškova postrojenja i ne uzima u obzir tehničku sposobnost postrojenja. Sa druge strane, troškovi koji se mogu nadoknaditi (kao što je vrednost zemljišta na kojem se objekat nalazi) uzimaju se u obzir u takvoj odluci jer predstavljaju prihode koji postaju dostupni.

7.2.2.1 Primer 7.4

Na osnovu Bokijeveg izvještaja, odbor Borduria Power-a odlučio je izgraditi elektranu na uglj koji je razmatrana u Primeru 7.1. Nažalost, nakon samo 15 godina rada, ova elektrana je upala u probleme. Zbog povećane potražnje, cena uglja sa niskim sadržajem sumpora skočila je na 2,35 \$/MBtu. Štaviše, vlada Bordurije nametnula je porez na životnu sredinu od 1,00 \$/MWh na proizvodnju postrojenja sa fosilnim gorivima. Pod ovim uslovima, marginalni troškovi proizvodnje elektrane su porasli na vrednost:

Marginalni troškovi proizvodnje:

$$2.35 \text{ \$/Btu} \times 9419 \text{ Btu/kWh} + 1 \text{ \$/MWh} = 23.13465 \text{ \$/MWh}$$

Istovremeno, konkurenti su pustili u pogon mnogo efikasniju gasnu elektranu (CCGT) koja je doprinela padu prosečne cene električne energije na 23,00 \$/MWh. Pretpostavljajući faktor korišćenja od 80%, elektrana godišnje gubi na sledeći način:

Godišnji gubici:

$$(23.13465 - 23.00) \text{ \$/MWh} \times 0.8 \times 500 \text{ MW} \times 8760 \text{ h/god} = 473040 \text{ \$}$$

Analiza tržišta koju je naručila kompanija Borduria Power sugerise da je malo verovatno da će se ova situacija promeniti jer se očekuje priključenje na mrežu više proizvodnih jedinica veće efikasnosti u narednih nekoliko godina, što će dovesti do pada cene električne energije na 22.00 \$/MWh. Štaviše, predviđeno je dodatno povećanje cene uglja sa niskim sadržajem sumpora. Na osnovu toga, elektrana bi trebalo odmah da prekine sa radom kako bi se povratila vrednost zemljišta, koja se procenjuje na 10 000 000 \$.

Pre donošenja konačne odluke o penzionisanju elektrane, Borduria Power istražuje još jednu mogućnost. Umesto sagorevanja uglja sa niskim sadržajem sumpora, mogli bi se prebaciti na uglj sa visokim sadržajem sumpora, koji košta samo 1,67 \$/MBtu. Ova promena bi zahtevala ulaganje od 50 000 000 \$ za instalaciju opreme za odsumporavanje dimnih gasova (*flue gas desulfurization* - FGD). Ova instalacija bi trajala godinu dana i imala bi negativan uticaj na stopu potrošnje toplote, koja bi se povećala na oko 11.500 Btu/kWh. Pod pretpostavkom da su ostale ekonomske pretpostavke ostale nepromenjene, efekat obnove ove elektrane u preostalih 15 godina radnog veka elektrane je rezimiran u sledećoj tabeli:

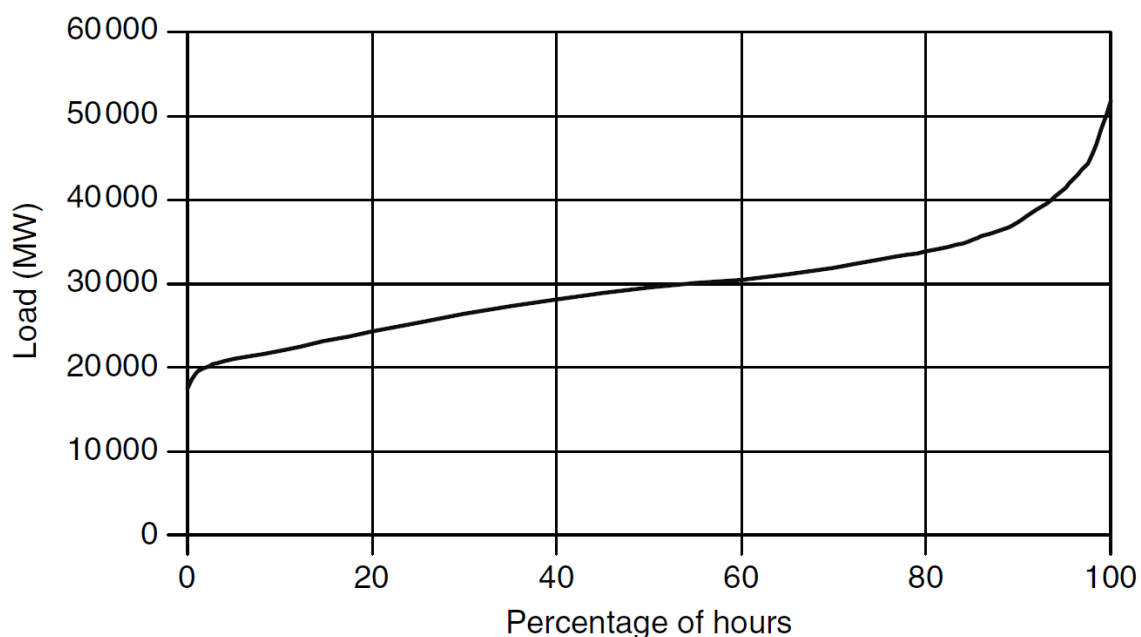
Godina	Investicije	Proizvodnja	Tr. proizvodnje (uključujući porez)	Prihod	Neto tok novca
0	50000000 \$	0	0	0	-50000000 \$
1	0	3504000	70798320 \$	77088000 \$	6289680 \$
2	0	3504000	70798320 \$	77088000 \$	6289680 \$
3	0	3504000	70798320 \$	77088000 \$	6289680 \$

15	0	3504000	70798320 \$	87088000 \$	16289680 \$

Prihod za 15. godinu uključuje procenjenu vrednost zemljišta. Iako bi ova investicija stvorila pozitivan novčani tok, neto sadašnja vrednost ovog novčanog toka je jednaka - 4 763 285 \$. Ovo pokazuje da ovakva investicija ne bi bila profitabilna i da bi elektrana definitivno trebala da se zatvori.

7.2.3. Efekat ciklične potrošnje

Ako se potražnja za električnom energijom povećava bez adekvatnog povećanja proizvodnih kapaciteta ili ako se raspoloživi kapaciteti smanjuju jer su proizvodne jedinice razhoduju, tržišna cena električne energije će porasti. Ovo povećanje cena daje podsticaj generatorskim kompanijama da investiraju u nove proizvodne kapacitete. Kao što je razmatrano u Poglavlju 2, proizvodni kapaciteti se povećavaju do tačke gde je tržišna cena jednaka dugoročnim marginalnim troškovima proizvodnje električne energije. Površno gledano, investicije u proizvodnju električne energije, prema tome, regulišu se istim principima koji se primenjuju na proizvodnju bilo koje robe. Međutim, mora se uzeti u obzir ciklična priroda potražnje za električnom energijom i značajan uticaj vremenskih prilika na potražnju. Iako električna energija nikako nije jedina roba koja pokazuje takve fluktuacije u potražnji, ona je jedina koja se ne može lako uskladištiti. Njena proizvodnja, prema tome, mora odgovarati potrošnji, ne samo tokom perioda dana ili sedmica, već i na sekundnoj bazi. Kada se razmatraju investicije u proizvodne kapacitete, nije od interesa znati vremenske trenutke maksimalnih i minimalnih opterećenja dnevnog, nedeljnog ili godišnjeg profila opterećenja. Umesto toga, mora se znati koliko je sati svake godine opterećenje manje od zadate vrednosti. Ove informacije se mogu dobiti sa krive trajanja opterećenja (*load-duration curve*). Sl. 7.4 prikazuje ovu krivu za jedan realan sistem. Iz ove krive možemo primetiti da opterećenje u ovom sistemu nikada nije bilo manje od 17 500 MW ili veće od 51 700 MW tokom te godine. Takođe se može videti da je opterećenje bilo veće od 40 000 MW u samo oko 8% od 8760 h.



Sl. 7.4. Primer krive trajanja opterećenja

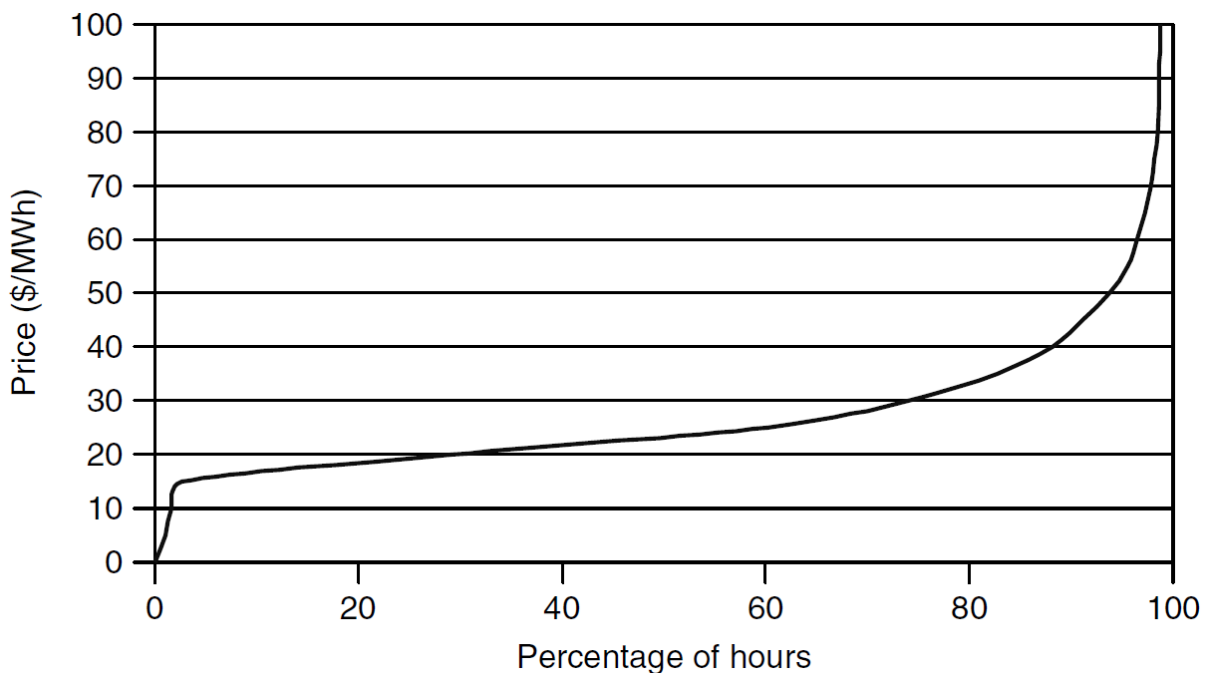
Budući da je oblik ove krive tipski, može se zaključiti da instalirani kapacitet u elektroenergetskom sistemu mora biti znatno veći od prosečne potražnje u toku cele godine. To znači da se za sve generatore ne može očekivati da imaju faktor korišćenja blizak jedinici. Na efikasnom konkurentnom tržištu, generator sa nižim marginalnim troškovima proizvodnje obično ima priliku da proda energiju pre nego generator sa višim marginalnim troškovima. Jeftini generatori prema tome postižu veće faktore korišćenja nego oni manje efikasni. Kao što je i očekivano, cene su niže u periodima niske potražnje nego u periodima velike potražnje. Konkurencija tokom perioda male potražnje takođe treba da bude intenzivnija nego u periodima velike potražnje. Tokom perioda velike potražnje, većina generatora je puno opterećena i ne takmiče se aktivno. Takmičenje je ograničeno na manji broj skupih proizvodnih jedinica. S druge strane, tokom perioda male potražnje, čak i efikasni generatori možda će morati da se takmiče da ostanu na mreži i izbegnu troškove ponovnog pokretanja.

Ove pretpostavke potvrđuje kriva trajanja cena (*price-duration curve*) prikazana na slici 7.5 (Ova kriva odgovara sistemu čija je kriva trajanja opterećenja data na Sl. 7.4). Ova kriva prikazuje deo broja sati u godini tokom kojih je cena bila manja od zadate vrednosti. Oblik ove krive je sličan obliku krive trajanja opterećenja, ali njeni ekstremi su izobličeni zbog uticaja konkurencije.

Kao što je razmatrano u prethodnim poglavljima, marginalni generator postavlja tržišnu cenu. Na efikasnom konkurentnom tržištu, ovaj generator nema podsticaje da ponudi

više ili niže od svojih marginalnih troškova proizvodnje. Prema tome, tržišna cena je jednaka troškovima proizvodnje poslednjeg MWh. Iako marginalni generator neće izgubiti novac na prodaji električne energije koju proizvodi, neće ostvariti nikakav ekonomski profit. S druge strane, infra-marginalni generatori ostvaruju ekonomsku dobit. Međutim, sav ovaj ekonomski profit ne može se preneti na akcionare kako bi nadoknadili svoju investiciju. Deo ovog novca mora se koristiti za pokrivanje fiksnih troškova elektrane. Ovi fiksni troškovi uključuju troškove održavanja koji ne zavise od proizvodnje, troškove osoblja, poreze na vrednost ili kapacitet postrojenja.

Ali šta se dešava sa najmanje efikasnim generatorom? Ovaj generator se angažuje samo kada opterećenje dostigne svoj maksimum u vrlo vrućem letnjem danu ili vrlo hladnom zimskom danu. Po definiciji, ovaj generator nikada nije infra-marginalni i prema tome nikada ne prikuplja ekonomsku dobit dok drugi generatori postavljaju tržišnu cenu. Ako ovaj generator nudi energiju isključivo na osnovu kratkoročnih marginalnih troškova proizvodnje, nikada neće sakupiti novac da bi platio svoje fiksne troškove. Ako ovaj generator ostane u poslu, mora u svojim ponudama računati svoje fiksne troškove.



Sl. 7.5 Kriva trajanja cena. Osa sa cenama je limitirana na 100 \$/MWh mada završava na vrednosti 1000 \$/MWh za 100 %. Cena je prosečna lokacijska marginalna cena u sistemu.

7.2.3.1 Primer 7.5

Suočen sa uvođenjem konkurentnog tržišta električne energije, Miki, potpredsednik Syldavia Electric-a, mora da odluči šta da uradi sa starom elektranom na naftu Skunk River snage 50 MW. Ova elektrana ima stopu potrošnje toplote od 12 000 Btu/kWh i troši gorivo koje košta 3,00 \$/MBtu. S obzirom da je među najmanje efikasnim elektranama, Sildavia Electric je u poslednjih nekoliko godina koristio elektranu Skunk River samo u periodima izuzetno velikog opterećenja. Miki najpre izračunava fiksne troškove ove elektrane i dobija cifru od oko 280 000 \$ godišnje. On zatim pokušava da proceni minimalnu ponudu koju bi ova elektrana trebalo da podnese kako bi povratila sve svoje troškove. To znači da prihod koji ostvari elektrana treba da bude jednak ukupnom operativnom trošku, što se može izraziti na sledeći način:

$$\text{Proizvodnja [MWh]} \times \text{Ponuda [$/MWh]} = \text{Fiksni troškovi [\$]} +$$

$$\text{Proizvodnja [MWh]} \times \text{Potrošnja toplote [Btu/kWh]} \times \text{Troškovi goriva [$/MBtu]}$$

Pošto Miki stvarno ne zna kolika će biti proizvodnja, on odlučuje da izračuna minimalnu ponudu za opseg vrednosti. Da bi se pojednostavio proračun, on pretpostavlja da će, ako radi, jedinica proizvoditi sa maksimalnim kapacitetom. Miki onda može da izračuna minimalnu cenu ponude kao funkciju broja sati rada ili faktora korišćenja. Slika 7.6 sumira rezultate koje je Miki dobio i pokazuje da se minimalna ponuda povećava na preko 1000 \$/MWh ako jedinica radi samo 5 sati godišnje. Za poređenje, granični troškovi proizvodnje elektrane Skunk River su 36 \$/MWh. Ovakve cene mogu izgledati potpuno nerazumne, ali iz Mikijeve perspektive one su potpuno opravdane. Štaviše, vrlo je verovatno da će dobiti i sve ponude koje podnosi tokom ovih nekoliko sati godišnje. Iako se potrošači mogu opteretiti ovim cenama, alternativa nije da se ne troši tokom ovih perioda, jer elektrana Skunk River mogla bi se opisati kao elektrana poslednjeg izbora.

Vlasnici veoma marginalnih elektrana koji koriste ovaj pristup da odrede svoje cene trebaju da procene broj sati koje će elektrana raditi svake godine. Ovo nije lak zadatak, jer na ovu vrednost utiče nekoliko slučajnih faktora. Prosečna ili očekivana vrednost se može predvideti na osnovu podataka iz prošlosti i predviđanja rasta opterećenja i rashodovanja drugih proizvodnih postrojenja. Međutim, stvarna vrednost može znatno odstupiti od ovog proseka. Na primer, tokom toplih zima ili hladnog leta, potražnja može da ređe dostigne kritične vrednosti i one mogu da traju kraće od očekivanog vremena. Slično, nedovoljne padavine mogu smanjiti raspoloživost hidroelektrana i povećati potrebu za termoelektranama.

U zavisnosti od uslova, vrlo marginalna elektrana prema tome može biti često angažovana ili da uopšte ne bude angažovana. Iako njihovi prihodi mogu biti prihvatljivi ako se gleda prosečno tokom nekoliko godina, mogućnost gubitka novca u toku jedne ili više godina može biti viši od tolerantnog nivoa rizika. Zbog toga ovakve elektrane su pravi kandidati za penzionisanje.

7.3. Proizvodni kapacitet iz perspektive potrošača

U prvom delu ovog poglavlja analizirana je perspektiva potencijalnog investitora koji pokušava da odluči da li da izgradi novu elektranu ili ne. Takođe je razmatran proces odlučivanja vlasnika elektrane koji treba da reši da li je došlo vreme da se elektrana trajno isključi. U ovoj sekciji razmatraće se obezbeđivanje proizvodnih kapaciteta iz perspektive potrošača. U potpuno deregulisanom okruženju, ne postoji obaveza ni za jednu kompaniju da gradi elektrane. Ukupni kapacitet proizvodnje koji je na raspolaganju za snabdevanje potražnje prema tome proizilazi iz pojedinačnih odluka zasnovanih na mogućnosti ostvarenja profita.

Prvo će se razgovarati o tome da li je odluka o izgradnji proizvodnih kapaciteta u potpunosti vođena profitom koji se može dobiti na tržištima električne energije. Ako ovo nije dovoljno, širenje na tržištu treba dopuniti centralizovanim mehanizmom osmišljenim da osigura ili podstakne raspoloživost određene količine kapaciteta. Razmatraće se četiri oblika koje ovaj mehanizam može da ima.

U ovom trenutku, mora se imati u vidu da potrošači imaju određena očekivanja o pouzdanosti kada kupuju električnu energiju. To znači da energiju treba isporučiti kada potrošači to zahtevaju, a ne u nekom drugom trenutku. S obzirom na to da proizvodne jedinice povremeno nisu dostupne zbog kvara ili potrebe za održavanjem, energetska sistem mora imati više proizvodnih kapaciteta nego što je to potrebno za zadovoljenje maksimalne potražnje. Povećanje margine kapaciteta proizvodnje poboljšava pouzdanost sistema. Prema tome, mehanizmi koji su opisani u daljem tekstu trebaju biti ocenjeni ne samo prema njihovoj sposobnosti da obezbede dovoljno proizvodnih kapaciteta za isporuku električne energije koju zahtijevaju potrošači, već i prema ispunjenju očekivanja vezanih za pouzdanost.

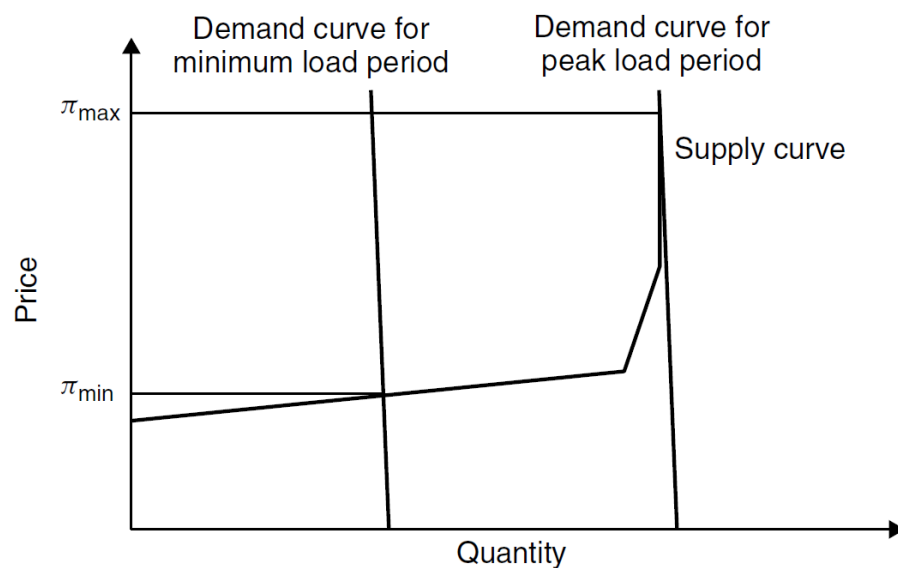
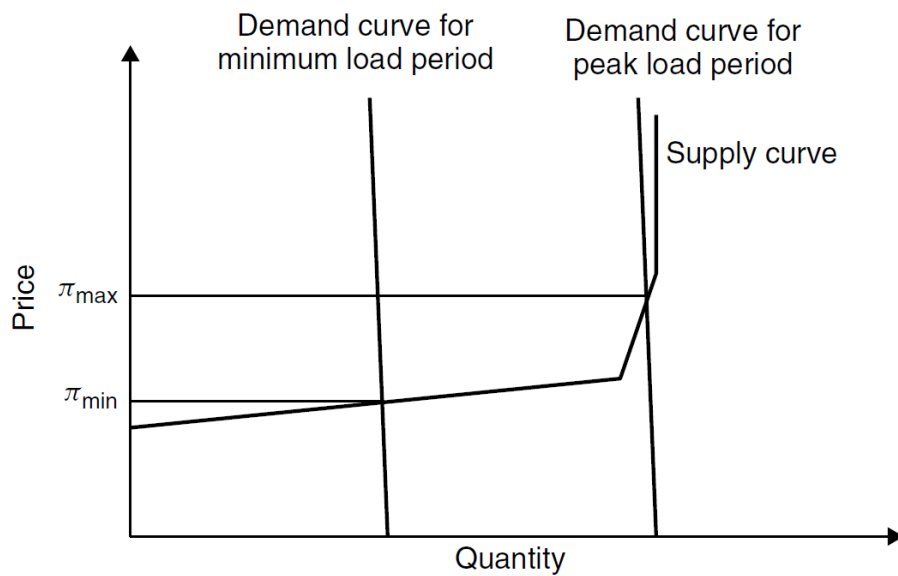
7.3.1 Širenje vođeno tržištem električne energije

Neki ekonomisti u elektroenergetici tvrde da električnu energiju treba tretirati kao i svaku drugu robu. Oni insistiraju da ukoliko se električnom energijom trguje na slobodnom tržištu, ne bi trebalo da bude centralizovanog mehanizma za kontrolu ili podsticanje

investiranja u proizvodne pogone. Ako je samo, bez spoljne kontrole, tržište treba da odredi optimalni nivo proizvodnih kapaciteta koje zahteva potražnja. Mešanje u tržište negativno može da utiče na cene i podsticaje. Centralizovano planiranje i subvencije mogu da dovedu do prekomernog investiranja ili nedovoljnog investiranja, što je u oba slučaja ekonomski neefikasno.

Kao što se videlo u Poglavlju 2, ako se potražnja za robom poveća ili ako se smanji ponuda, tržišna cena raste i podstiče dodatna ulaganja u proizvodne kapacitete i na kraju se postiže nova dugoročna ravnoteža. Zbog cikličnog karaktera potražnje za električnom energijom i nedostatka elastičnosti, povećanje cena na tržištima električne energije obično nije glatko i postepeno. Umesto toga, verovatno će se dešavati cenovni pikovi (tj. vrlo veliko povećanje cene u kratkom vremenskom periodu) kada se potražnja približi ukupnom instaliranom proizvodnom kapacitetu. Sl. 7.7 ilustruje ovaj fenomen. Tipična funkcija snabdevanja je predstavljena deo po deo linearnom krivom sa tri segmenta. Prvi, umereno nagnuti segment, predstavlja najveći deo proizvodnih jedinica na razumno konkurentnom tržištu. Drugi segment, koji ima mnogo strmiji nagib, predstavljaju vršne proizvodne jedinice koje se ređe angažuju. Treći segment je vertikalalan i predstavlja funkciju snabdevanja kada je angažovan ceo proizvodni kapacitet. Skoro vertikalna linija predstavlja funkciju tražnje niske elastičnosti. Ova funkcija potražnje se kreće horizontalno s obzirom na to da se potražnja tokom vremena menja.

Prikazane su dve krive: prva predstavlja minimalni period potražnje, a druga je period maksimalne potražnje (vršni period). Preseci ovih krivih sa funkcijom snabdevanja određuju minimalne i maksimalne cene. Kada je proizvodni kapacitet jedva dovoljan da zadovolji opterećenje (Sl. 7.7 (a)), cena se naglo povećava tokom perioda maksimalne potražnje jer tržišnu cenu određuju ponude generatora koji rade vrlo retko. Ovi cenovni pikovi su mnogo izraženiji kada se u uslovima vršnog opterećenja koriste svi proizvodni kapaciteti (Sl. 7.7 (b)). Takva situacija može da se dogodi kad instalirani proizvodni kapacitet ne prate rast potražnje, na primer kada su neki proizvodni kapaciteti rashodovani ili zbog toga što neki proizvodni kapaciteti nisu dostupni (na primer, zbog suše koja je smanjila količinu dostupne hidroenergije). Pod ovim uslovima, jedini faktor koji bi ograničio povećanje cena je elastičnost potražnje. Treba imati na umu da ovo razmišljanje pretpostavlja da potražnja reaguje na cene. Ako to nije slučaj, deo opterećenja mora da se isključi kako bi se sprečio kolaps sistema.



Sl. 7.7 Ilustracija mehanizma koji dovodi do povećanja cena na tržištima električne energije.

(a) Dovoljan proizvodni kapacitet, (b) Nedovoljan proizvodni kapacitet

U praksi, ovi cenovni pikovi su znatno viši nego što to pokazuju Sl. 7.7 i dovoljni su da značajno povećaju prosečnu cenu električne energije čak i ako se javljaju samo nekoliko puta godišnje. Zbog toga ovi pikovi daju jasan signal da nema dovoljno kapaciteta za zadovoljenje potražnje, a "ekstra" prihodi koji oni proizvode su od suštinskog značaja da se generatorska kompanija podstakne da treba da investira u nove proizvodne kapacitete ili da starije jedinice budu raspoložive.

Ovi cenovni pikovi su očigledno vrlo skupi (može se reći bolni) za potrošače. Prema tome, potrošače treba podsticati da postanu odgovorniji prema cenovnim signalima. Kako se povećava elastičnost potražnje, veličina pikova se smanjuje, čak iako se ravnoteža između vršnog opterećenja i kapaciteta proizvodnje ne poboljša. Cenovni pikovi takođe pružaju potrošačima snažan podsticaj za sklapanje ugovora koji podstiču proizvođače da ulažu u proizvodne kapacitete.

Prema ovoj teoriji, koja je podržana dovoljno sofisticiranim matematičkim modelima, potrebno je postići ravnotežu. Kod ove ravnoteže, balans između ulaganja u proizvodni kapacitet i ulaganja u opremu za kontrolu opterećenja je optimalan i globalno blagostanje (dobrobit) je maksimalno. Međutim, nekoliko praktičnih i socioloških problema i njihove političke posledice mogu sprečiti postizanje ove ravnoteže. Prvo, potrebna tehnologija koja bi omogućila da značajan deo potražnje reaguje na kratkoročne cenovne signale još nije dostupna. Dok takva tehnologija ne postane široko dostupna i prihvaćena, možda će biti potrebno sprovesti racionalizaciju količine, a ne racionalizaciju cene, kada potražnja premaši proizvodnju. Drugim rečima, operater sistema možda će morati isključivati opterećenja kako bi sistem održao ravnotežu tokom perioda maksimalne potražnje. Široko rasprostranjeno isključivanje opterećenja je izuzetno nepopularno i često ima katastrofalne društvene posledice (nesreće, vandalizam). Takođe je ekonomski veoma neefikasno. Njihov uticaj se može proceniti preko vrednosti izgubljenog opterećenja (*value of lost load* - VOLL), koje je nekoliko redova veličine veće od troškova energije koja nije isporučena.

Kada su potrošači izloženi spot cenama i trebaju prilagoditi svoju potražnju, pikovi cena su veoma nepopularni. Pošto je poreklo ovih pikova teško objasniti i opravdati nekome ko nije dovoljno upućen, potrošači često veruju da su pokradeni. Cenovni pikovi takođe imaju društveno neprihvatljive posledice kao što je prisiljavanje siromašnih i ugroženih ljudi da smanje potrošnju električne energije za osnovne potrebe kao što su grejanje, kuvanje i klimatizacija. Kako bi to bilo politički prihvatljivo, mnoga tržišta električne energije zbog toga uvode ograničenja cena (*price cap*) kako bi se sprečile veliki pikovi cena. Ovakva ograničenja cena očigledno smanjuju dobar deo podsticaja za izgradnju ili zadržavanje proizvodnih kapaciteta.

Tržište električne energije koje se oslanja na pikove cena električne energije za podsticanje razvoja proizvodnih kapaciteta nije nužno dobro za investitore. Cena pikova se ne može materijalizovati, a prosečna cena električne energije može biti značajno niža ako je vreme umereno ili ako su hidrološke prilike takve da ima dosta hidroenergije. Baziranje

investicionih odluka na takvim signalima predstavlja značajan rizik za investitore. Ovaj rizik može ih sprečiti da se posvete izgradnji novih postrojenja.

Neki simulacioni modeli, koji su razvijeni, sugerišu da vreme potrebno za dobijanje dozvole za izgradnju i sama izgradnja elektrane može stvoriti nestabilnost na tržištu. Umesto da se blago povećava u odgovoru na rast opterećenja, proizvodni kapacitet prolazi kroz niz ciklusa uspona i padova (*boom-and-bust*). Manjak proizvodnih kapaciteta proizvodi veoma visoke cene električne energije i izaziva bum u izgradnji elektrana. Ovaj bum rezultira u previše kapaciteta koji smanjuje cene i obeshrabruje izgradnju sve dok potrošnja ne dostigne tu prekomernu snagu. Takvi ciklusi uspona i padova nisu u dugoročnom interesu ni proizvođača ni potrošača.

Može se zaključiti da se verovatno ne mogu dobiti zadovoljavajući rezultati ako bi se oslanjalo isključivo na tržište električne energije i pikove cene kako bi se postigao dovoljan proizvodni kapacitet. Ovaj pristup pretpostavlja da potrošači kupuju samo električnu energiju i da se ova transakcija može tretirati kao kupovina robe. U praksi potrošači ne kupuju samo električnu energiju već uslugu koja se može definisati kao snabdevanje električnom energijom sa određenim nivoom pouzdanosti.

7.3.2 Plaćanje za kapacitet

Rizik od prepuštanja razvoja proizvodnih kapaciteta nevidljivoj ruci tržišta električne energije smatra se prevelikim. Dizajneri tržišta u nekoliko zemalja i regiona odlučili su da, umesto da se proizvođačima povremeno plaćaju velike količine novca zbog cenovnih pikova usled nedostataka energije, poželjnije je da im se redovno plaćaju manji iznosi. Plaćanja bi bila proporcionalna količini kapaciteta koji bi omogućio svaki generator. Ova plaćanja za kapacitete daju tok prihoda koji je odvojen od toka novca koji generatori dobijaju od tržišta električne energije. Oni bi trebalo da pokriju barem deo kapitalnih troškova novih generatorskih jedinica i podstaknu proizvodne kompanije da zadrže raspoložive jedinice koje se retko angažuju da proizvode energiju. Povećanjem ukupnog raspoloživog kapaciteta, ova plaćanja se smanjuju, ali ne eliminišu mogućnost nedostatka energije. Više proizvodnih kapaciteta takođe povećava konkurenciju i ublažava cene na tržištu električne energije.

Plaćanja kapaciteta time smanjuju rizike opisane u prethodnoj sekciji i dele ih na sve potrošače, bez obzira na vremenski raspored njihovih zahteva za električnom energijom. Barem kratkoročno, od ove socijalizacije troškova vršne energije imaju koristi učesnici na tržištu, bilo da su oni potrošači ili proizvođači. Dugoročno, ovaj pristup smanjuje podsticaje

ekonomski efikasnog ponašanja - previše kapitala može biti uloženo u proizvodne kapacitete i premalo na uređaje koje potrošači mogu koristiti za kontrolu njihove potrošnje.

Postoje i praktične poteškoće. Prvo, ne postoji jasan način da se utvrdi ni ukupna količina novca koja će se potrošiti za plaćanje kapaciteta, niti stopa koja se plaća po megavatu instalisanog kapaciteta. Drugo, takav sistem može dovesti i do beskrajnih rasprava o tome koliko treba plaćati svakom generatoru. Na primer, može se tvrditi da termoelektrana i hidroelektrana ne daju isti doprinos pouzdanosti jer suša može ograničiti proizvodnju hidroelektrana. Na kraju, pošto plaćanje kapaciteta nije vezano za bilo koje merilo performansi, nije očigledno da ono stvarno povećava pouzdanost.

U pokušaju da reše ove poteškoće, Centralizovano tržište Engleske i Velsa usvojilo je alternativni pristup. Centralno utvrđena cena električne energije tokom svakog perioda t uvećava se za element kapaciteta (*capacity element*) koji je jednak:

$$CE_t = VOLL \times LOLP_t \quad (7.1)$$

gde je VOLL vrednost izgubljenog opterećenja (utvrđen anketiranjem kupaca koji se ažurira na godišnjem nivou kako bi se uzela inflacija u obzir) i LOLP je verovatnoća gubitka opterećenja (*loss of load probability*) u periodu t . S obzirom da ova verovatnoća zavisi od margine između opterećenja i raspoloživog kapaciteta i od stope ispada jedinica, ovaj element kapaciteta se menja iz jednog perioda u drugi i povremeno izaziva značajne pikove cena. Novac prikupljen tokom svakih pola sata kroz ovaj element kapaciteta deljen je između svih proizvodnih jedinica koje su podnele ponude za snabdevanje energijom, bez obzira da li su angažovane za proizvodnju energije ili ne. Element kapaciteta je bio osmišljen da pošalje kratkoročni signal potrošačima, dok su plaćanja povezanih kapaciteta dizajnirana da pruže dugoročni podsticaj proizvođačima. Iako je plaćanje kapaciteta donelo značajne prihode generatorima i pomoglo u održavanju znatnog proizvodnog kapaciteta, njihova zavisnost od LOLP-a (verovatnoće gubitka opterećenja), koja je kratkoročna promenljiva, učinila ih je lakim za manipulaciju od strane velikih proizvodnih kompanija. Ove isplate su napuštene kada su uvedeni novi aranžmani za trgovinu električnom energijom.

7.3.3 Tržište kapaciteta

Umesto utvrđivanja ukupnog iznosa ili stope plaćanja kapaciteta, neke regulatorne vlasti su postavile generisanje kao adekvatan cilj i odredile količinu proizvodnih kapaciteta potrebnih za postizanje ovog cilja. Svi trgovci na malo i veliki potrošači (tj. svi subjekti koji kupuju energiju) se tako obavezuju da kupe svoj udeo u ovom zahtevu (za kapacitetima) na

organizovanom tržištu kapaciteta. Iako se veličina kapaciteta koji se kupuje na ovom tržištu određuje administrativno, njegova cena zavisi od kapaciteta koji se nudi i može biti prilično promenljiva.

Implementacija tržišta kapaciteta koja ostvaruje svoju svrhu nije jednostavna stvar. Važno je razmotriti nekoliko važnih pitanja. Prvi i verovatno fundamentalni problem je vremenski period na tržištu, odnosno period za koji se obračunava obaveza prema kapacitetu za svakog trgovca (*retailer*). Trgovci na malo preferiraju kraći period (mesec ili manje) jer to smanjuje količinu kapaciteta koju moraju kupiti tokom perioda nižih opterećenja. Kraći vremenski period takođe povećava likvidnost tržišta kapaciteta. Sa druge strane, duži vremenski korak (npr. sezona ili godina) daje prednost proizvođačima i podstiče izgradnju novih kapaciteta. U interkonektivnom sistemu, on odvrća postojeće generatore da prodaju svoje kapacitete na susednom tržištu. Duži vremenski period se bolje uklapa u period u kojem regulatorni organi procenjuju pouzdanost sistema.

Instalirani proizvodni kapacitet moraju biti veći od vršne potrošnje, jer ispad generatora može da se desi u bilo kom trenutku. Manje pouzdani generatori prema tome povećavaju veličinu potrebne margine proizvodnih kapaciteta i nameću troškove na ceo sistem. Izbor odgovarajuće metode za vrednovanje i nagrađivanje performansi generatora je prema tome drugo glavno pitanje u dizajniranju tržišta kapaciteta. Ova metoda bi trebalo što bliže da pratiti pouzdanost sistema. Trebalo bi nagraditi pouzdane elektrane i podstaći rashodovanje nepouzdanih proizvodnih jedinica. Na primer, na tržištu Pennsylvania-Jersey-Maryland, količina kapaciteta koja je proizvođačima omogućena da ponude na tržištu kapaciteta zavisi od njihove stope ispada koja se zna na osnovu podataka iz prošlosti. Generatori tako imaju podsticaj da održe ili poboljšaju dostupnost svojih jedinica. U idealnom slučaju, ovi kriterijumi performansi trebaju da budu takvi da podstaknu generatore ne samo za izgradnju ili zadržavanje kapaciteta već i da rade na takav način da budu dostupni tokom kritičnih perioda.

7.3.4 Ugovori za pouzdanost

U idealnom slučaju, svaki potrošač bi trebalo slobodno i nezavisno da odluči koliko je voljan da platiti za pouzdanost. Na dobro razvijenom tržištu električne energije, tada bi se mogao zaključiti dugoročni ugovor sa generatorom koji bi garantovao isporuku energije sa ovim nivoom pouzdanosti. Takvi dugoročni ugovori daju generatorskim kompanijama podsticaj da izgrade potrebne kapaciteta za postizanje željenog nivoa pouzdanosti.

Dok tržišta električne energije ne postignu nivo zrelosti da ovaj pristup postane moguć, centralni autoritet (na primer, regulator ili sistemski operator) bi mogao da kupi pouzdanost u ime potrošača. Umesto postavljanja cilja za instalisane kapacitete, kako se to dešava na tržištima kapaciteta, ovaj centralni autoritet mogao bi da ugovore o pouzdanosti da na aukciju. Takvi ugovori se uglavnom sastoje od dugoročnih opcija za pozive (vrsta ugovora) sa značajnom kaznom za neisporučivanje. Centralni autoritet koristi kriterijume pouzdanosti za utvrđivanje ukupnog iznosa Q ugovora koji se kupuju i određuje cenu s ovih ugovora, obično na 25% iznad varijabilne cene najskupljeg generatora za koji se očekuje da bude angažovan. Takođe određuje trajanje ugovora. Ponude za ove ugovore su rangirane prema visini naknade koju postavljaju proizvođači. Naknada premije P koja čisti količinu K (po kojim se zatvara tržište) plaća se za sve ugovore.

Kao primer, može da se analizira generator koji je prodao opciju za q MW za premiju P . Ovaj generator prima premijsku naknadu $P \cdot q$ za svaki period trajanja ugovora. Za svaki period u kome spot cena električne energije π prelazi cenu s , ovaj generator mora potrošačima nadoknaditi $(\pi - s) \cdot q$. Ako ovaj generator proizvede samo g MW tokom ovog perioda, mora platiti dodatnu kaznu $pen \cdot (q - g)$.

Ugovori o pouzdanosti imaju niz poželjnih karakteristika:

- Smanjuju rizike sa kojima se suočavaju marginalni generatori, jer se veoma nestabilni i neizvesni prihodi koji proizlaze iz pikova cena zamenjuju stalnim prihodom od naknada za opciju.
- Centralni organ može da odredi količinu ugovora na aukciji na nivou koji će verovatno postići željeni nivo pouzdanosti.
- Generatori imaju podsticaj da održe ili povećaju raspoloživost svojih proizvodnih jedinica, jer su periodi visokih cena uzrokovanih nedostatkom kapaciteta manje profitabilni. Kazna za neisporučivanje tokom perioda visokih cena obeshrabruje proizvođače od nadmetanja za ugovore sa manje pouzdanim jedinicama.
- U zamenu za novac koji plaćaju iznad troškova električne energije, potrošači dobijaju zaštitu od vrlo visokih cena. Ovo je u direktnoj suprotnosti sa plaćanjem za kapacitet i tržištem kapaciteta gde koristi za potrošače nisu opipljive. Potrošači koriste i to što se naknada za opciju određuje putem konkurentne aukcije.
- Konačno, pošto je cena s znatno iznad konkurentnih cena, opcije postaju aktivne samo kada je sistem blizu racionalizacije. Mešanje sa normalnim tržištem energije je prema tome minimizovano.

8. INVESTIRANJE U PRENOS

8.1. Uvod

U Poglavlju 6 analiziran je uticaj postojeće prenosne mreže na tržišta električne energije. Proširenje ove prenosne mreže kroz izgradnju novih linija ili nadogradnju postojećih postrojenja povećava snagu kojom se može trgovati sigurno i broj generatora i potrošača koji mogu učestvovati na tržištu. Proširenje prenosne mreže povećava i konkurentnost tržišta. S druge strane, investicije u novu prenosnu opremu su skupe i prema tome trebaju se preduzimati samo ako su ekonomski opravdane. U cilju ostvarivanja maksimalne ekonomske dobrobiti društva, elektroenergetika treba da prati put najjeftinijeg dugoročnog razvoja. To zahteva kordinisan pristup optimizaciji rada i razvoja proizvodnje i prenosa. Optimizacija prenosne mreže odvojeno od proizvodnih resursa skoro sigurno ne bi ispunila gore navedeni cilj. Pre uvođenja konkurencije, vertikalna integracija elektroprivrednih preduzeća je bila neophodna kako bi se obezbedio dovoljan nivo koordinacije.

Između ostalih razloga, konkurencija je uvedena u snabdevanje električnom energijom kako bi se odgovorilo na sve veću zabrinutost zbog neefikasnosti rada sistema i investicione prakse. Jedna od posledica procesa deregulacije je bilo odvajanje generisanja od prenosa. Ovo razdvajanje se smatra neophodnim kako bi se postigao otvoreni i nediskriminatorni pristup energetsom tržištu. U ovom okruženju, cena prenosa postaje ključ za postizanje efikasnog funkcionisanja i razvoja čitavog sistema na ekonomskim osnovama. Koordinaciju investicija u proizvodnju i prenos, koji sada funkcionišu kao zasebni entiteti, treba postići kroz efikasni mehanizam naplate prenosa.

Većina ranijih radova na određivanju cena prenosne mreže bila je fokusirana na kratkoročnu operativnu efikasnost i upravljanje zagušenjima prenosa. Određivanje cena na osnovu kratkoročnih marginalnih troškova (*short-run marginal cost* - SRMC) koji zavise od lokacije, je uspostavljeni metod za alokaciju nedovoljnih prenosnih resursa. Lokacijske marginalne cene izračunate na osnovu ograničenog ekonomskog dispečinga baziranog na ponudama u kombinaciji sa finansijskim pravima prenosa (FTR) uspešno su implementirane na nekoliko glavnih tržišta električne energije.

U skorije vreme, vodi se diskusija o potrebama za restrukturiranje okvira za investiranje u prenosnu mrežu. Ovo restrukturiranje može se preduzeti duž dva pravca, koji

moгу biti komplementarni: trgovinske investicije u prenos i ulaganje u prenos na osnovu regulatornih podsticaja.

Prvi pristup polazi sa stanovišta da su tržišne snage ključ za ulaganje i širenje prenosne mreže. Osnovna funkcija bilo kog posla vezanog za transport je kupovina proizvoda po niskoj ceni na jednoj lokaciji i prodaja po višoj ceni na drugoj lokaciji. Prenos je održivi posao, ako je razlika u ceni između dva tržišta veća od troškova transporta proizvoda. U principu, ista logika može se primeniti i na prenos električne energije. Iako lokacijske marginalne cene, u kombinaciji sa FTR-ima, pružaju konceptualni okvir za trgovinske investicije u prenos, i dalje se mora prevladati niz teoretskih i praktičnih problema.

Drugi pristup polazi iz pretpostavke da je prenosna mreža u svojoj suštini monopol i prema tome potrebno je regulisati. Ključna odgovornost regulatornih agencija koje utvrđuju prihod onih koji razvijaju mrežu je da daju podsticaje za efikasnu ekspanziju prenosne mreže. Ovi podsticaji treba finansijski da nagrade odluke koje povećavaju ekonomsku efikasnost. Takođe bi trebalo da kažnjavaju neefikasne troškove. Jedan od velikih izazova predstavlja i dodeljivanje troškova i koristi proširenja prenosne mreže na sve korisnike mreže.

Pošto su oba ova pristupa još u fazi razvoja, ovo poglavlje ne govori o primeni bilo kog pristupa, već se fokusira na teorijske osnove zajedničke za oba pristupa.

Posle kratkog pregleda bitnih karakteristika poslova prenosa, biće reči o tradicionalnom pristupu investiranja u prenos kod koga investitori dobijaju naknade na osnovu troškova instalirane opreme za prenos. Zatim će se razmatrati odnos između kratkoročnih lokacijskih marginalnih cena i investicija u prenos. Takođe će se razviti koncept ekonomski prilagođene ili referentne prenosne mreže.

8.2 Priroda poslova prenosa

Na liberalizovanim tržištima električne energije prenos je obično odvojen od ostalih komponenti tradicionalnog, vertikalno integrisanog sistema. Prema tome korisno je započeti raspravu o ulaganjima u prenos uzimajući u obzir neke od karakteristika prenosa kao samostalnog posla.

Obrazloženje za prenosni posao

Prenosni posao postoji samo zato što se generatori i potrošači koja koriste mrežu nalaze na pogrešnom mestu. Mogućnosti tržišta po pitanju prenosa povećavaju se sa rastojanjem između proizvođača i potrošača.

Prenos je prirodni monopol

Trenutno je skoro nepojmljivo da grupa investitora odluči da izgradi potpuno novu prenosnu mrežu koja je projektovana da radi kao konkurencija sa postojećom mrežom. Zbog njihovog vizuelnog uticaja na životnu sredinu, zaista je malo verovatno da će biti dozvoljena izgradnja konkurentskih dalekovoda. Štaviše, minimalna efikasna veličina prenosne mreže je takva da se prenos električne energije smatra dobrim primerom prirodnog monopola.

Kao i svi monopoli koji pružaju osnovnu uslugu, prenos električne energije mora biti regulisan kako bi se osigurala ekonomična optimalna kombinacija kvaliteta usluge i cene. Ovo nije cilj koji je lako postići. Iako potrošači i generatori plaćaju korišćenje prenosne mreže, regulator u suštini "kupuje" prenosne kapacitete u njihovo ime. Njegova najbolja procena o tome koliki je kapacitet potreban, zamenjuje mnoštvo nezavisnih odluka o kupovini koje čine krivu potražnje na konkurentnom tržištu.

U zamenu za dodelu regionalnog monopola, kompanija za prenos mora prihvatiti da će regulatorni organi odrediti njene prihode. Ovi prihodi se obično postavljaju na način da investitori dobijaju relativno skroman povraćaj svog kapitala. Međutim, u poređenju sa ostalim investicijama na berzanskim tržištima, prenosna preduzeća su relativno sigurna jer se ne suočavaju sa konkurencijom. Zapravo, najveći rizik sa kojim se suočavaju ove kompanije je regulatorni rizik, odnosno rizik da promena regulatornih principa može smanjiti njihove dozvoljene prihode.

Elementi prenosna imaju dug životni vek

Većina uređaja za prenos su dizajnirana za očekivani životni vek u rasponu od 20 do 40 godina pa čak i duži. Mnogo stvari se može promeniti tokom ovako dugog perioda. Postrojenja za proizvodnju od kojih se očekivalo da pokriju većinu potražnje za električnom energijom mogu prerano da zastare zbog promena u troškovima goriva ili zbog pojavljivanja konkurentskih tehnologija. Istovremeno, neravnomeran ekonomski razvoj može pomeriti geografsku distribuciju potražnje. Dalekovod koji je izgrađen na osnovu pogrešnih predviđanja može prema tome biti opterećen samo delom svog prenosnog kapaciteta.

Prenosne investicije su nepovratne

Kada se izgradi dalekovod, ne može da se premesti na drugu lokaciju gde bi se mogao koristiti profitabilnije. Druge vrste opreme za prenos mogu se lakše premeštati, ali su troškovi takvih akcija često preveliki. Preprodajom instalisane opreme ne bi se mnogo zaradilo. Vlasnici prenosnih mreža stoga moraju dugo vremena da žive sa posledicama svojih investicionih odluka. Velike investicije koje se ne koriste onoliko koliko je u početku očekivano, nazivaju se nasumična ulaganja (*stranded investment*). Zbog toga investitori moraju analizirati učinak neke opreme pod različitim scenarijima. U regulisanom okruženju

obično dobijaju neku vrstu uveravanja da će moći da povrate vrednost svoje investicije, čak i ako dođe do nepredviđenih promena u potražnji za prenosom.

Prenosne investicije su grupne

Proizvođači prodaju opremu za prenos u samo malom broju standardizovanih napona i snaga. Zbog toga često nije moguće izgraditi prenosno postrojenje čije se karakteristike tačno poklapaju sa potrebom. Iako je povremeno moguće nadograditi postrojenje usled povećanja potražnje, ova standardizacija i niska preprodajna vrednost instalisane opreme često čine ovaj proces nepraktičnim i ekonomski neopravdanim. Tako se ulaganja u prenosne objekte javljaju retko i u velikim grupama/blokovima. Početkom svog života, kapacitet objekta je veći od potražnje. Kasnije, verovatno će se mnogo intenzivnije koristiti, bar ako se situacija razvija prema predviđanjima.

Ekonomija obima

Idealno, investicije trebalo bi da budu srazmerne kapacitetima koje pružaju. Za dalekovode ovo očigledno nije slučaj. Troškovi izgradnje dalekovoda prvenstveno su proporcionalni njegovoj dužini zbog potrebe za sticanjem prava na trasu, prilagođavanje terena i podizanje stubova. Prenosni kapacitet voda utiče na trošak samo kroz veličinu provodnika i visinu i rastojanje koje moraju imati u odnosu na naponski nivo. Pored toga, nove trafostanice moraju biti izgrađene na oba kraja ili postojeće moraju biti proširene. Ovaj trošak je značajan i skoro nezavisan od količine aktivne snage koju linija može preneti. Zbog ovih fiksnih troškova, prosečni troškovi prenosa električne energije smanjuju se sa količinom snage koja se može preneti.

Trgovinski prenos

Dok se za veliku većinu ulaganja u prenos naknada još uvek naplaćuje na regulisanoj osnovi, tokom poslednjih nekoliko godina nekoliko prenosnih vodova izgrađeno je na trgovinskoj osnovi. Regionalna regulisana kompanija za prenos nije izgradila ove prenosne veze. Umesto toga, neregulatorna kompanija obezbedila je kapital potreban za njihovu izgradnju. Umesto da dobiju skromnu, ali sigurnu stopu povraćaja, ove neregulisane kompanije se nadaju da će dobiti mnogo veće prihode kroz rad ovih prenosnih veza. S druge strane, ovo nosi rizik da ovi prihodi mogu biti nedovoljni da bi se povratili troškovi njihove investicije.

8.3 Širenje prenosne mreže na osnovu troškova

Prema tradicionalnom regulatornom kompromisu, regulisana prenosna preduzeća prikupljaju dovoljne prihode kako bi pokrile troškove svojih investicija, plus stopu povraćaja

dovoljno za privlačenje kapitalista koji traže relativno sigurno ulaganje. Iako je ovaj pristup konceptualno jednostavan, moraju se istražiti dva važna pitanja:

- Koliko prenosnih kapaciteta bi trebalo da se izgradi?
- Kako treba da se trošak prenosa raspodeli među korisnicima prenosne mreže?

8.3.1 Određivanje nivoa ulaganja u prenosni kapacitet

Prema tradicionalnom modelu, ulaganja u prenosne objekte se vrše prema procesu koji obično radi na sledeći način:

- Koristeći demografske i ekonomske projekcije, prenosna kompanija prognozira potrebe za prenosnim kapacitetima.
- Na osnovu ove prognoze, priprema plan širenja mreže koji podnosi regulatornim organima.
- Regulatorni organi razmatraju ovaj plan i odlučuju koji objekti mogu biti izgrađeni ili nadograđeni.
- Prenosna kompanija gradi ove nove objekte koristeći kapital koji obezbeđuju njegovi akcionari ili vlasnici obveznica.
- Kada novi objekti budu izgrađeni, prenosna kompanija počinje da vraća troškove ovih ulaganja kroz naknade koje korisnici mreže moraju da plate.

Cena koju potrošači plaćaju za električnu energiju je svakako u funkciji kapaciteta prenosne mreže. Ako regulator dozvoli prenosnoj kompaniji da izgradi preveliki kapacitet prenosa, korisnici će plaćati više za kapacitet koji se ne koristi. Sa druge strane, ako je dostupno premalo prenosnih kapaciteta, zagušenje u mreži smanjuje mogućnosti trgovanja, povećava cene u nekim područjima i smanjuje ih u drugim.

U teoriji, regulator treba da pokuša da nađe pravu meru zato što premalo kapaciteta ili previše kapaciteta prouzrokuje gubitak globalnog blagostanja (opšte dobrobiti). Zbog neizbežne neizvesnosti u promeni potražnje i generisanja, to nije lako postići. U praksi je, iz ekonomske perspektive, bolje pogrešiti na strani prevelikog kapaciteta prenosa. Prenos u stvari učestvuje samo sa oko 10% u ukupnim troškovima električne energije za potrošače. Iako trošak prekomernog investiranja nije mali, potencijalni troškovi usled premalog investiranja su mnogo veći jer čak i mali deficit prenosnog kapaciteta može imati vrlo veliki efekat na cenu električne energije, što može da predstavlja oko 60% ukupnih troškova za potrošače.

Sa druge strane, nadoknade prenosnim kompanijama na osnovu stope povraćaja ih podstiču da procenjuju potrebe za prenosnim kapacitetima, jer izgradnja više objekata povećava prihod koji im je dozvoljen da prikupe od korisnika mreže. Regulatorni organi retko imaju stručne kadrove i tehničku ekspertizu potrebnu za procenu planova širenja koje je pripremila prenosna kompanija.

Može se zaključiti, da nadoknađivanje investiranja u prenos na osnovu troškova prenosa zadržava kompaniju za prenos u poslovanju, što je obično u najboljem interesu svih uključenih strana. Ovaj pristup takođe obezbeđuje određenu predvidljivost u troškovima prenosa električne energije. Sa druge strane, ne garantuje da je nivo ulaganja u prenosne kapacitete ekonomski optimalan.

8.3.2 Alociranje troškova prenosa

Kada regulator odredi prihode koje prenosna kompanija može da prikupi da bi povratila svoju investiciju, ovaj trošak mora biti podeljen između proizvođača i potrošača koji koriste prenosnu mrežu. U narednim sekcijama, ukratko će se opisati principi glavnih predloženih metoda alokacije.

8.3.2.1 Metod poštanske marke

Prema ovom metodu, svi korisnici moraju platiti "cenu korišćenje sistema" kako bi pristupili mreži svoje lokalne prenosne kompanije. Ova naplata obično zavisi od instalisane snage generatorskih jedinica za proizvođače ili vršne potrošnje za potrošače. Takođe može da zavisi i od godišnje proizvedene ili potrošene energije (u MWh). Ona takođe može biti funkcija naponskog nivoa na kojem je korisnik povezan kako bi se u obzir uzela činjenica da korisnik koji je priključen direktno na prenosnu mrežu ne koristi mreže nižeg napona i distributivnu mrežu. Međutim, kao po sistemu poštanske marke, ove naplate obično ne zavise od toga odakle energija dolazi ili gde ide, sve dok je u okviru lokalnog sistema.

Naknada koju svaki korisnik plaća tako odražava prosečnu upotrebu celokupne mreže, a ne upotrebu specifičnih prenosnih kapaciteta. Naknade se srazmerno prilagođavaju kako bi se osiguralo da kompanija za prenos dobije sve prihode na koje ima pravo.

Zbog svoje jednostavnosti, ovaj metod je najčešći mehanizam naplate za korišćenje lokalne prenosne mreže. Njegov glavni nedostatak je to što naknade koje plaća svaki korisnik ne odražavaju stvarnu upotrebu mreže ili vrednost koju dobijaju od povezanosti na mrežu. U mnogim slučajevima, neki korisnici preterano subvencionišu druge. Ovo nije ekonomski poželjno jer to ometa konkurenciju. Na primer, generatori koji su povezani u blizini glavnih

centara potrošnje mogu tvrditi da ne bi trebali da plate iste troškove kao i udaljeni generatori jer energija koju oni proizvode ne treba da prolazi kroz dugačke i skupe dalekovode da bi došla do potrošača.

Još jedan problem sa metodom poštanske marke je to što samo pokriva troškove korišćenja lokalne prenosne mreže. Ako proizvođač želi da proda energiju u susednom sistemu, on će morati da kupi dodatnu poštansku marku kako bi pristupio susednoj mreži. Ako se dva trgovinska partnera ne nalaze u susednim mrežama, svaka posrednička kompanija za prenos može zahtevati kupovinu posebne poštanske marke. Troškovi svake marke ne moraju biti veoma visoki, ali ukupni troškovi mogu biti znatni. Ovaj fenomen obično je nepoželjan jer ukupna naknada može da bude veća od stvarnih troškova prenosa energije i može učiniti transakciju ekonomski neprofitabilnom.

8.3.2.2 Metoda ugovora putanje

Metoda ugovora putanje vodi poreklo od vremena kada se industrija električne energije sastojala uglavnom od vertikalno integrisanih komunalnih preduzeća, a energetske transakcije su bile retke. Kada je potrošač želeo da kupi energiju od proizvođača koji nije iz lokalne mreže, on je i dalje koristio mrežu lokalnog preduzeća i zbog toga bi trebalo da snosi proporcionalan deo troškova ove mreže.

Da bi se ovaj aranžman formalizovao, mora biti uspostavljen ugovor. Kod ove metode, ugovor određuje električno kontinuiranu putanju (putanja ugovora) duž koje se pretpostavlja da teče snaga od generatora do tačke isporuke. Proizvođač i potrošač se slažu da u toku trajanja ugovora plaćaju naknade srazmerne količini prenete snage. Ovo naplaćivanje troškova obezbeđuje deo prihoda preduzeću koje treba da povрати troškove svojih sredstava prenosa uključenih u putanju ugovora.

Proizvođač i potrošač plaćaju samo za korišćenje specifičnih prenosnih objekata, a ne deo prosečnih troškova celokupne mreže. Iako je jednostavan, ovaj metod više reflektuje troškove od metode poštanske marke. U stvarnosti, snaga kojom se trguje ne prati samo put ugovora, već mnoštvo drugih putanja, kao što je određeno Kirhofovima zakonima. Zbog toga se postavlja pitanje da li je to zaista tako, odnosno da li reflektuje prave troškove prenosa.

8.3.2.3 MW-milja, MW-kilometar metoda (*MW-mile method*)

Kod metode MW-kilometar, koristi se proračun tokova snaga za određivanje stvarnih putanja snage kroz mrežu. Za svaku transakciju se izračunava iznos MW-kilometar koju ona pravi. Ovaj iznos se zatim pomnoži sa dogovorenim jediničnim troškovima prenosnih

kapaciteta da bi se dobila prenosna naknada. Metod se može uskladiti tako da uzme u obzir činjenicu da neke transakcije smanjuju protok na nekim granama. Da su prenosne mreže linearni sistemi, ovaj metod bi mogao da se striktno primeni. Nažalost, nisu linearni sistemi. Bavno stanje od koga se polazi kod izračunavanja transakcije i redosled po kojem se transakcije razmatraju ima značajan i nepoželjan uticaj na rezultate.

8.3.2.4 Komentari o metodama za alokaciju troškova

Sve gore opisane metode su dosta kritikovane jer nemaju verodostojnu osnovu u ekonomskoj teoriji. Konkretno, one određuju račune za usluge prenosa koji su proporcionalni prosečnom, a ne inkrementalnom trošku mreže. To znači da ne pružaju korektne ekonomske signale. Ipak, zbog njihove jednostavnosti i jednostavnosti implementacije, oni se intenzivno koriste, uglavnom u Sjedinjenim Državama.

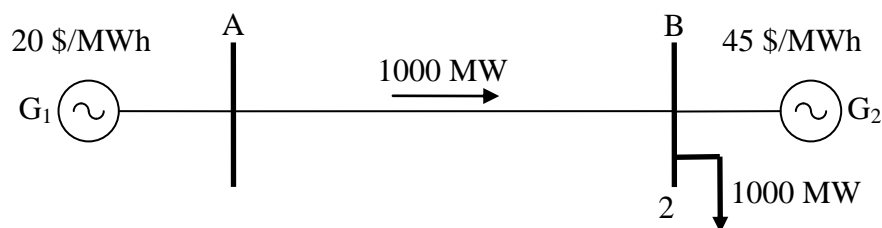
8.4 Širenje prenosne mreže na osnovu vrednosti prenosa

Na konkurentnom tržištu električne energije prenos se može posmatrati kao konkurencija proizvodnji. Prenosna mreža zapravo dozvoljava udaljenim generatorima da se takmiče sa lokalnim generatorima. Na taj način može se proceniti vrednost prenosa na osnovu razlika u marginalnim troškovima ili ceni proizvodnje u mreži. Ova vrednost pruža dobru osnovu za određivanje cene koju proizvođači i potrošači treba da plate za korišćenje mreže.

8.4.1 Kvantifikovanje vrednosti prenosa

8.4.1.1 Prvi primer

Razmotriće se sistem sa dva čvora na Sl. 8.1. Zbog jednostavnosti zanemariće se gubici i sigurnosna ograničenja. Takođe, pretpostaviće se da je kapacitet oba generatora takav da svaki od njih može sam da pokrije opterećenje od 1000 MW. Konačno, pretpostaviće se da je kapacitet dalekovoda dovoljan da podrži bilo koji prenos snage.



Sl. 8.1 Jednostavan primer za ilustraciju vrednosti prenosa

Potrošači u čvoru B mogu kupiti energiju po 45 \$/MWh od lokalnog generatora G_2 ili kupiti energiju po 20 \$/MWh od udaljenog generatora G_1 i platiti za prenos ove energije. Ako su troškovi ovog prenosa manji od 25 \$/MWh, potrošači će odlučiti da kupe energiju od generatora G_1 , jer bi tako ukupni trošak bio manji od 45 \$/MWh koliko bi morali da plate za kupovinu energije od generatora G_2 .

Prema tome nije u najboljem interesu vlasnika dalekovoda da naplaćuje više od 25 \$/MWh, jer bi takva cena odvratila potrošače od korišćenja prenosnog sistema. U ovom primeru vrednost usluge prenosa je 25 \$/MWh, jer po toj ceni potrošačima je svejedno da li će koristiti prenosnu mrežu ili ne. Vrednost prenosa je tako funkcija kratkoročnih marginalnih troškova proizvodnje. U ovom slučaju, ova funkcija je veoma jednostavna jer nema ograničenja za prenos i lokalno generisanje.

Problem se takođe može sagledati iz perspektive investiranja. Ovaj dalekovod trebalo bi da bude izgrađen samo ako njegova cena amortizacije iznosi manje od 25 \$/MWh.

Ako je maksimalna izlazna snaga lokalnih generatora manja od 1000 MW, prenosni vod se mora koristiti za napajanje opterećenja. Vrednost prenosa više ne određuje cena lokalne proizvodnje, već spremnost potrošača da plati električnu energiju. Kratkoročno, ona bi mogla biti znatno veća od 25 \$/MWh. Ograničenja u lokalnoj proizvodnji stavljaju vlasnika prenosa u monopolsku poziciju, jer potrošači imaju izbor između korišćenja prenosa i isključenja potrošnje. Ovaj monopolski položaj možda nije održiv na duži rok, jer bi podstakao razvoj lokalne proizvodnje.

8.4.1.2 Drugi primer

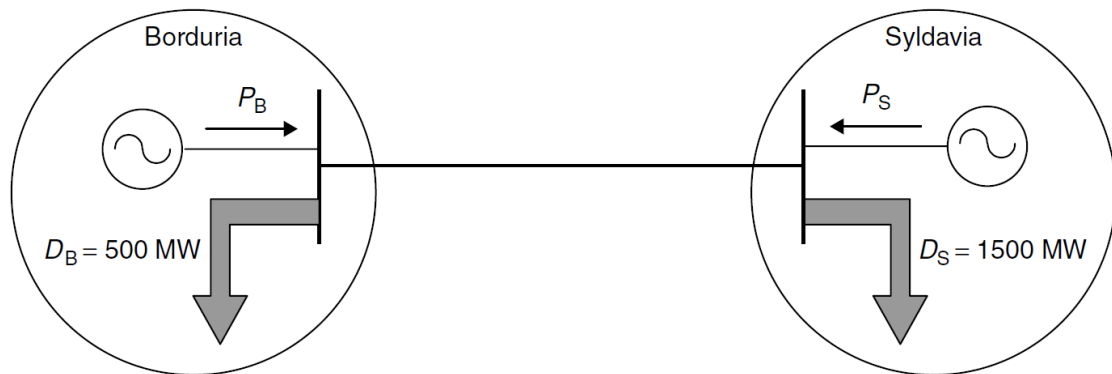
Sada će se ponovo analizirati Bordurija/Sildavija primer koji je razmatran u poglavlju 6. U tom poglavlju analiziran je efekat ove interkonekcije na tržišne cene. Sada će se utvrditi optimalni kapacitet ove interkonekcije.

Model za međusobno povezane sisteme je isti kao i onaj koji je korišćen u poglavlju 6 i prikazan je na Sl. 8.2. Jedina razlika je u tome što kapacitet interkonekcije nije fiksna. Polazna tačka su ekonomske karakteristike dva tržišta kada posluju samostalno. Videlo se da su funkcije snabdevanja na tržištima električne energije u Borduriji i Sildaviji respektivno:

$$\pi_B = MC_B = 10 + 0.01P_B \text{ [$/MWh]} \quad (8.1)$$

$$\pi_S = MC_S = 13 + 0.02P_S \text{ [$/MWh]} \quad (8.2)$$

Požtražnje u Borduriji i Sildaviji su po 500 MW i 1500 MW, respektivno. Pretpostaviće se, kao i ranije, da se potražnja ne menja u vremenu i da je savršeno neelastična.



Sl. 8.2 Model interkonekcije između Bordurije i Sildavije

U odsustvu interkonekcije, dva nacionalna tržišta električne energije rade nezavisno, a cene u Borduriji i Sildaviji su 15 \$/MWh i 43 \$/MWh. Vrednost prenosa dodatnog MWh od Bordurije do Sildavije je prema tome jednaka razlici cena između dve države, odnosno 28 \$/MWh.

Videlo se u 6. poglavlju da kada je protok kroz interkonekciju 400 MW, generatori u Borduriji proizvode 900 MW. Od toga, 500 MW je za lokalno opterećenje, dok se preostalih 400 MW prodaje potrošačima u Sildaviji. Preostalih 1100 MW opterećenja u Sildaviji se proizvodi lokalno. Pod ovim uslovima, cene u Borduriji i Sildaviji su 19 \$/MWh i 35 \$/MWh, respektivno. Vrednost prenosa dodatnog MWh od Bordurije do Sildavije je samo 16 \$/MWh. Ovo je takođe i maksimalna cena koju bi potrošači u Sildaviji pristali da plate za prenos MWh koji su kupili u Borduriji po ceni 19 \$/MWh. Ako bi cene prenosa bile nešto veće, oni bi više voleli da kupe ovaj MWh od lokalnih generatora.

Kada protok na interkonekciji dostigne 933,3 MW, cene u Borduriji i Sildaviji su jednake:

$$\pi = \pi_B = \pi_S = 24.30 \text{ \$/MWh} \quad (8.3)$$

U ovoj tački, marginalna vrednost prenosa je nula jer potrošači iz Sildavije mogu kupiti jedan dodatni MWh od lokalnih generatora po istoj ceni koju bi platili za MWh kupljen na tržištu Bordurije. Zbog toga oni nisu voljni da plate za prenošenje ove inkrementalne

energije. Ne postoji ni razlog za povećanje snage prenosa između dve zemlje, jer bi to dovelo do negativne marginalne vrednosti prenosa.

Prenošenje veće snage zahtevalo bi povećanje proizvodnje u Borduriji i povećalo bi cenu energije na tom tržištu u odnosu na cenu u Sildaviji. Interkonekcija bi tada prenosila energiju od lokacije sa višom cenom do lokacije sa nižom cenom. Ovo bi očigledno bilo ekonomski neefikasno. Na taj način može se zaključiti da je marginalna vrednost prenosa funkcija veličine protoka, koji zavisi od cena energije i kapaciteta prenosne mreže.

8.4.2 Funkcija potražnje za prenosom

Sada će se zapažanja u gore navedenim primerima formalizovati uvođenjem funkcije potražnje za prenosom. Ova funkcija daje vrednost prenosa u smislu količine snage F koja se prenosi između Bordurije i Sildavije.

$$\pi_T(F) = \pi_S(F) - \pi_B(F) \quad (8.4)$$

gde je $\pi_T(F)$ vrednost prenosa. Cene električne energije u Sildaviji i Borduriji, $\pi_S(F)$ i $\pi_B(F)$ su izražene preko snage koja se prenosi. Zamenom (8.1) i (8.2) u (8.4) dobija se:

$$\pi_T(F) = (13 + 0.02P_S(F)) - (10 + 0.01P_B(F)) = 3 + 0.02P_S(F) - 0.01P_B(F) \quad (8.5)$$

Proizvodnje generatora u Borduriji i Sildaviji mogu se izraziti preko toka snage na interkonekciji i lokalne potražnje, odnosno:

$$P_B(F) = D_B + F \quad (8.6)$$

$$P_S(F) = D_S - F \quad (8.7)$$

Jednačina (8.5) postaje:

$$\pi_T(F) = 3 + 0.02(D_S - F) - 0.01(D_B + F) \quad (8.8)$$

Zamenom poznatih vrednosti za potražnju, dobija se:

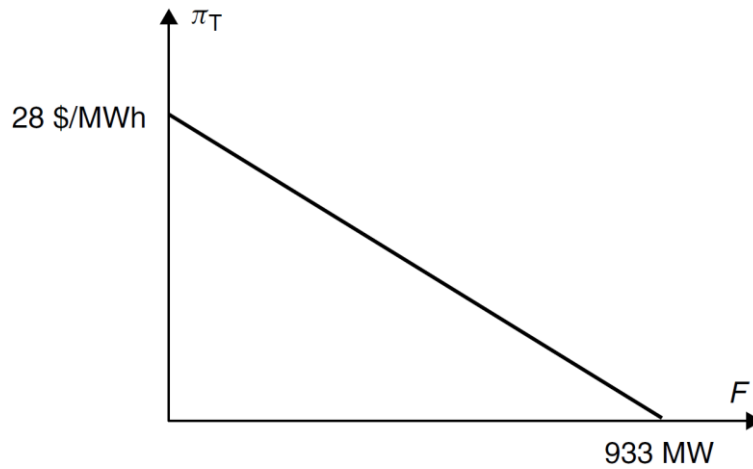
$$\pi_T(F) = 28 - 0.03F \quad (8.9)$$

Koristeći ovaj izraz, mogu da se proveriti rezultati koji su gore dobijeni ad hoc. Konkretno, vidi se da kada je protok jednak nuli, cena prenosa je 28 \$/MWh. Nasuprot tome, cena prenosa pada na nulu kada protok dostigne 933.3 MW, što je vrednost toka za koju su cene proizvodnje u Borduriji i Sildaviji jednake.

Jednačina (8.9) može da se napiše u formi tako da se dobije potražnja za prenosom kao funkcija njegove cene:

$$F(\pi_T) = 933.3 - 33.3\pi_T \quad (8.10)$$

Sl. 8.3 pokazuje, kako se i očekuje od bilo koje funkcije potražnje, da se potražnja za prenosom povećava kada se cena smanjuje.

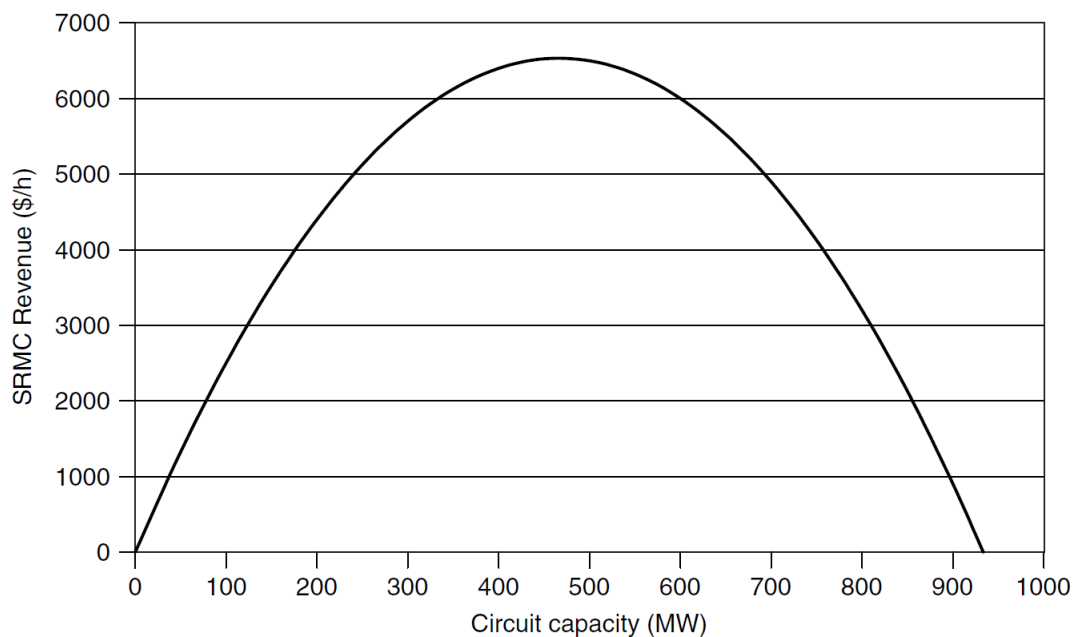


Sl. 8.3 Funkcija potražnje za prenosom za interkonekciju Bordurija-Sildavija

Interesantno je ispitati prihod koji će vlasnik prenosnog sistema primiti kao funkciju kapaciteta koji je dostupan. Ovaj prihod je dat sledećim izrazom:

$$R(F) = \pi_T \cdot F = (28 - 0.03F) \cdot F \quad (8.11)$$

Kao što je ilustrovano na Sl. 8.4, prihod je kvadratna funkcija prenesene snage. Ako nema raspoloživog kapaciteta, vlasnik prenosa očigledno ne prikuplja nikakav prihod jer se ne prenosi snaga. Sa druge strane, za raspoloživi prenosni kapacitet od 933 MW, protok je maksimalan, a nodalne cene na oba kraja su identične. Tada se ima da je $\pi_T = 0$, a prihod je takođe nula. Prihod je maksimalan za prenosni kapacitet od 466 MW.



Sl. 8.4 Prihodi usled prenosa kao funkcija raspoloživog kapaciteta intekonekcije

8.4.3 Funkcija snabdevanja za prenos

Sada se može pogledati druga strana "tržišta" za prenos i konstruisati funkcija snabdevanja za prenos. Godišnji aktuelizovani trošak izgradnje dalekovoda sastoji se od varijabilne komponente troškova, koja zavisi od kapaciteta linije T i fiksne komponente troškova koja ne zavisi od ovog kapaciteta:

$$C_T(T) = C_F + C_V(T) \quad (8.12)$$

Radi jednostavnosti pretpostaviće se da je varijabilna komponenta linearna funkcija kapaciteta:

$$C_V(T) = k \cdot l \cdot T \quad (8.13)$$

Ako je l dužina voda u kilometrima, k je aktuelizovani godišnji marginalni trošak izgradnje 1 km dalekovoda i njegove jedinica je $\$/(\text{MW} \cdot \text{km} \cdot \text{godina})$. Prema tome, aktuelizovani godišnji marginalni troškovi prenosnog kapaciteta su:

$$\frac{dC_T}{dT} = k \cdot l \quad (8.14)$$

Ova veličina se naziva dugoročni marginalni troškovi (long-run marginal costs - LRMC), jer se odnosi na troškove investiranja u prenos. Deljenjem ove veličine sa brojem sati u godini ($\tau_0 = 8760$ h), dobijaju se satni dugoročni marginalni troškovi, izraženi u $\$/\text{MWh}$, kako je potrebno za funkciju snabdevanja za prenos.

$$c_T(T) = \frac{k \cdot l}{\tau_0} \quad (8.15)$$

Zbog pojednostavljenja koja su napravljena u jednačini (8.13), marginalni trošak prenosa je konstanta koja ne zavisi od kapaciteta linije. Ako se pretpostavi, za ovaj primer, da je linija duga 1000 km i da je

$$k = 35 \$/(\text{MWh} \cdot \text{km} \cdot \text{godina}) \quad (8.16)$$

satni dugoročni marginalni troškovi (LRMC) su tada:

$$c_T = 4.00 \$/\text{MWh} \quad (8.17)$$

8.4.4 Optimalni prenosni kapacitet

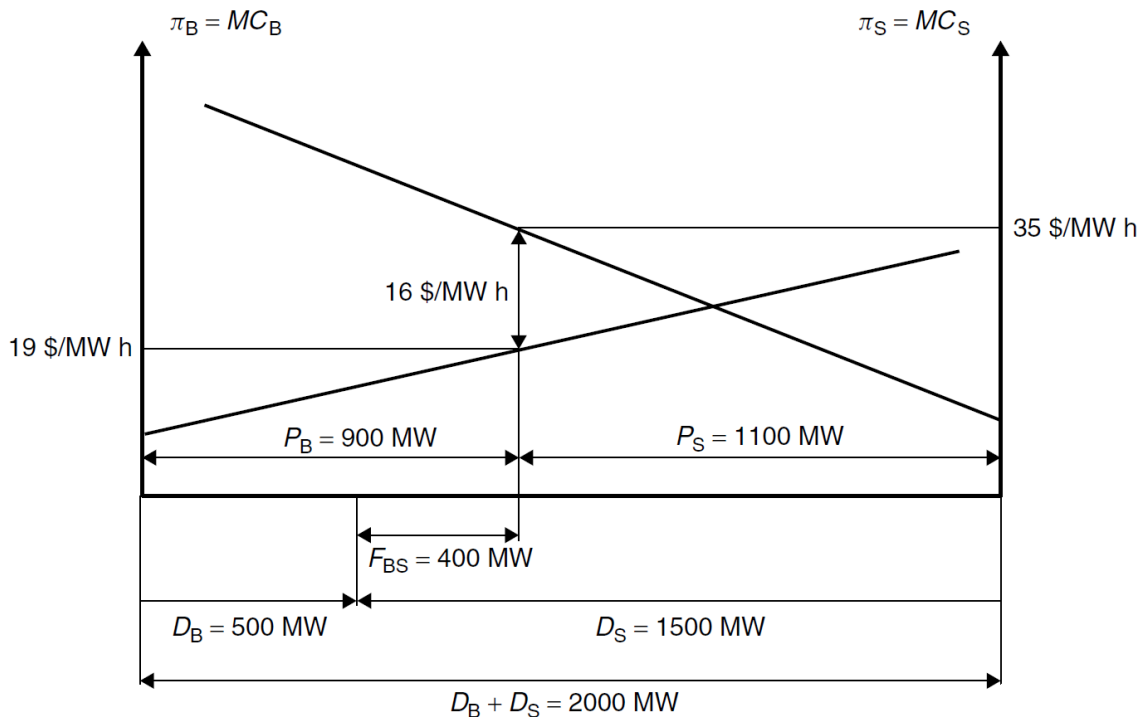
Optimalni prenosni kapacitet je onaj kapacitet za koji su snabdevanje i potražnja za prenosom u ravnoteži. Cena koju su korisnici prenosa spremni da plate treba prema tome da bude jednaka marginalnom trošku pružanja ovog kapaciteta. U tom slučaju mora se imati:

$$\pi_T = c_T = 4.00 \$/\text{MWh} \quad (8.18)$$

Kombinovanjem jednačina (8.10) i (8.18), dobija se optimalni kapacitet:

$$T^{OPT} = 800 \text{ MW} \quad (8.19)$$

Sl. 8.5, (koja je identična sa Sl. 6.10) ilustruje ovu optimizaciju. Sl. 8.5 pokazuje nodalne cene u Borduriji i Sildaviji kao funkciju proizvodnje u svakoj zemlji. Budući da je pretpostavljeno da je potražnja konstantna, slika takođe pokazuje ove nodalne cene kao funkciju toka snage na interkonekciji. Ako je ovaj protok ograničen prenosnim kapacitetom interkonekcije, vertikalno rastojanje između dve krive daje razliku u nodalnim cenama između dva tržišta. Ovu razliku možemo nazvati kratkoročni marginalni troškovi (*Short-run marginal cost* - SRMC) kada nema više prenosnog kapaciteta. Ako ova interkonekcija ima prenosni kapacitet od 800 MW, tok od Bordurije do Sildavije je jednak 800 MW ($F = T$). SRMC je tada 4,00 \$/MWh. To znači da je SRMC tačno jednak LRMC interkonekcije. Ako je vlasnik interkonekcije prikupio razliku u nodalnim cenama između dva tržišta (ili je naplatio cenu prenosa jednaku ovoj razlici), on bi prikupio tačno dovoljno prihoda za plaćanje za izgradnju prenosnog voda.



Sl. 8.5 Odnos između kapaciteta interkonekcije i razlike u nodalnim cenama između Bordurije i Sildavije

Ako je prenosni kapacitet veći od 800 MW, radna tačka bi se pomerila desno na Sl. 8.5, a razlika u nodalnim cenama (SRMC) bi bila niža. Pošto je LRMC konstantan,

vrednost interkonekcije bi bila manja od troškova. Ako su prihodi vlasnika prenosa bili proporcionalni razlici nodalnih cena, on ne bi prikupio dovoljno prihoda da pokrije njegove investicione troškove.

Sa druge strane, ako bi prenosni kapacitet bio manji od 800 MW, radna tačka bi se pomerila levo na Sl. 8.5. Razlika nodalnih cena bi onda bila veća od LRMC. Ovo je dobro za vlasnike interkonekcije jer mogu da naplaćuju višu cenu za korišćenje dalekovoda.

8.4.5 Balansiranje troškova ograničenja i troškova investiranja

Iz izraza za marginalnih troškova proizvodnje u Borduriji i Sildaviji koji su dati jednačinama (8.1) i (8.2), mogu se izračunati varijabilni troškovi generisanja u obe zemlje:

$$C_B = 10P_B + \frac{1}{2}0.01P_B^2 \text{ [$/h]} \quad (8.20)$$

$$C_S = 13P_S + \frac{1}{2}0.02P_S^2 \text{ [$/h]} \quad (8.21)$$

U poglavlju 6 izračunate su proizvodnje u oba sistema koje minimizuju ukupne troškove proizvodnje kada rad sistema nije ograničen prenosnom mrežom:

$$P_B = 1433.3 \text{ MW} \quad (8.22)$$

$$P_S = 566.7 \text{ MW} \quad (8.23)$$

Neograničeni tok snage u interkonekciji je:

$$F = 933.33 \text{ MW} \quad (8.24)$$

Odgovarajući troškovi generisanja u svakoj od zemalja i u celom sistemu su:

$$C_B = 24\,605 \text{ \$/h} \quad (8.25)$$

$$C_S = 10\,578 \text{ \$/h} \quad (8.26)$$

$$C^U = C_B + C_S = 35\,183 \text{ \$/h} \quad (8.27)$$

Ovaj neograničeni dispečing i pripadajući troškovi se često zovu, *merit order dispatch* i *the merit order costs*.

Ako je prenosni kapacitet (a samim tim i tok snage na interkonekciji) 800 MW, generisanje i odgovarajući troškovi su:

$$P_B = 1300 \text{ MW}, C_B = 21\,450 \text{ \$/h} \quad (8.28)$$

$$P_S = 700 \text{ MW}, C_S = 14\,000 \text{ \$/h} \quad (8.29)$$

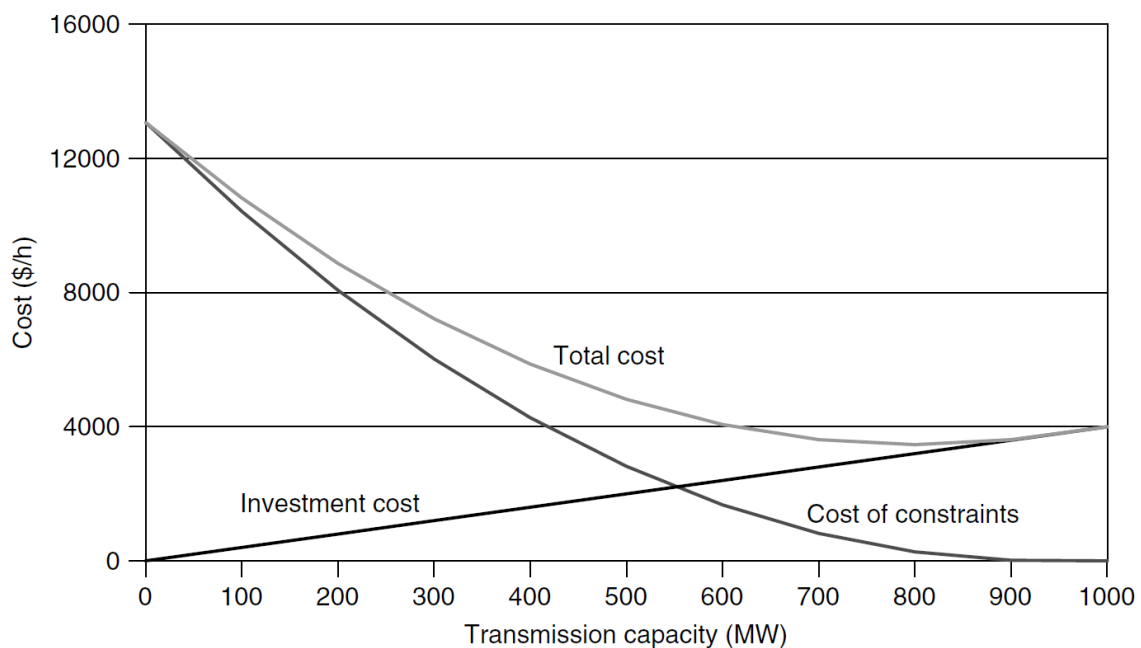
Ukupni troškovi snabdevanja opterećenja u ovim uslovima ograničenja su:

$$C^C = 35\,450 \text{ \$/h} \quad (8.30)$$

Razlika u troškovima između ograničenih i neograničenih uslova naziva se trošak ograničenja ili *out-of-merit generation cost*:

$$\Delta = C^C - C^U = 267 \text{ \$/h} \quad (8.31)$$

Ukupni troškovi prenosa su zbir troškova izgradnje prenosnog sistema i troškova ograničenja. Kao što se vidi na Sl. 8.6, troškovi izgradnje prenosnog sistema povećavaju se sa prenosnim kapacitetom, dok se troškovi ograničenja smanjuju jer prenosna mreža postavlja manja ograničenja. Minimiovanje ukupnih troškova prenosa je prema tome cilj zadatka razvoja prenosne mreže. Sl. 8.6 pokazuje da se ovaj optimalni kapacitet postiže za prenosni kapacitet od 800 MW. Očigledno, ovo je u skladu sa rezultatom koji je dobijen u jednačini (8.19).



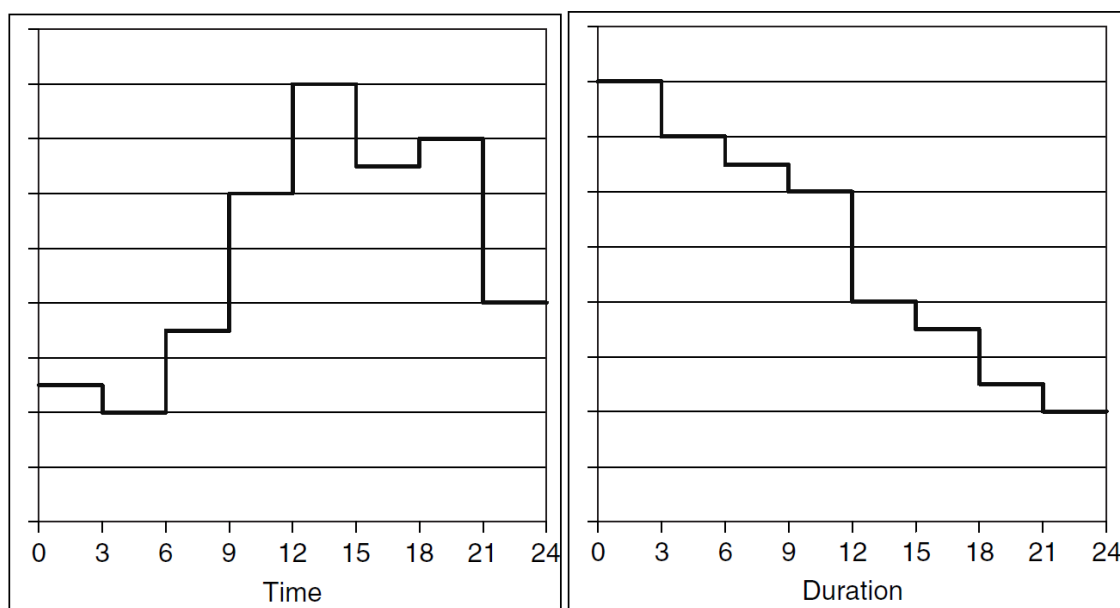
Sl. 8.6 Zavisnosti troškova ograničenja, troškova investiranja i ukupnih troškova prenosa za interkonekciju Bordurija-Sildavija

8.4.6 Efekti promene opterećenja

Do sada je važila prilično komotna pretpostavku da je opterećenje konstantno tokom vremena. Ovo očigledno nije realno i mora se analizirati uticaj prirodnih promena opterećenja usled ciklusa ljudskih aktivnosti na vrednost prenosa.

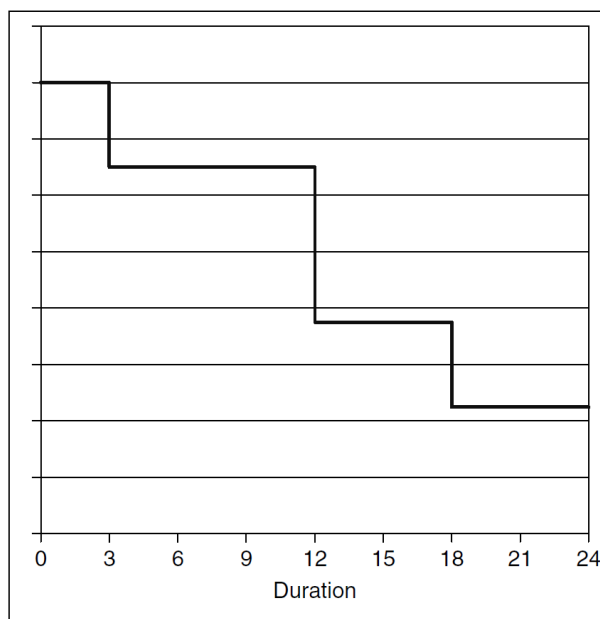
8.4.6.1 Kriva trajanja opterećenja

Ako se pretpostavi da fluktuacije opterećenja u celom sistemu slede slične obrasce, ne mora da se brine o vremenu u kojem opterećenje postiže određenu vrednost. Ono što je važno je trajanje svakog nivoa opterećenja. Profil opterećenja, koji je prikazan na Sl. 8.7 (a), pokazuje kako se opterećenje menja u toku dana. Ovaj period je podeljen u nekoliko intervala tokom kojih se pretpostavlja da je opterećenje konstantno. U ovom slučaju, dan je podeljen na osam intervala od tri sata. Na grafikonu prikazanom na Sl. 8.7 (b), ovi intervali su sortirani po opadajućem redosledu opterećenja. Ovaj graf na taj način pokazuje broj sati tokom dana tokom kojeg je opterećenje više od određene vrednosti. Ovaj proces se može primeniti na duže vremenske perioda (npr. godinu dana) sa kraćim vremenskim intervalima (npr. jedan sat). Takva kriva trajanja opterećenja pokazuje broj sati tokom godine tokom kojeg je opterećenje više od određene vrednosti.



Sl. 8.7 a) Dijagram opterećenja i b) Kriva trajanja opterećenja

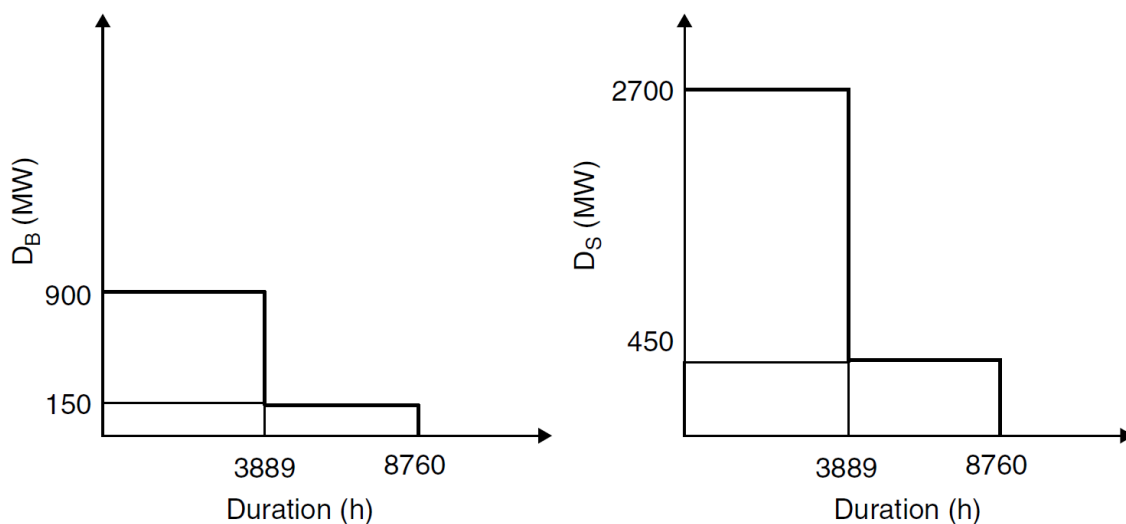
S obzirom da kriva trajanja opterećenja do 8760 časovnih intervala nije praktična, obično se vrši agregacije. Na primer, Sl. 8.8 prikazuje kako je kriva trajanja opterećenja sa Sl. 8.7 pojednostavljena grupisanjem vrednosti opterećenja u četiri grupe.



Sl.8.8 Pojednostavljena kriva trajanja opterećenja

8.4.6.2 Treći primer

Ovde će se modifikovati primer sistema Bordurije-Sildavije i razmotriće uz još veće pojednostavljenje prikazano na Sl. 8.9, gde je opterećenje podeljeno na vršno i minimalno. Period trajanja vršnog opterećenja je 3889 h, dok je period trajanja minimalnog opterećenja 4871 h. Zbog jednostavnosti pretpostaviće se da se trajanja ovih perioda poklapaju u obe zemlje.



Sl. 8.9 Krive trajanja opterećenja za a) Borduriju i b) Sildaviju

Kao što je već rečeno, kako bi se utvrdio optimalan prenosni kapacitet, moraju se uravnotežiti godišnje uštede u troškovima energije u odnosu na aktuelizovane godišnje

troškove prenosa. Iako se ova analiza može sprovesti analitički, umesto toga će se izračunati komponente troškova za različite vrednosti prenosnog kapaciteta i pronaći ona vrednost koja minimizuje ukupne troškove.

Da bi se izračunali satni troškovi ograničenja, moraju se znati neograničeni troškove proizvodnje. U Tabeli 8.1 prikazan je neograničeni ekonomski dispečing za vršno i minimalno opterećenje i odgovarajući troškovi proizvodnje koji su izračunati korišćenjem jednačina (8.20) i (8.21). Tabele 8.2 i 8.3 prikazuju satne troškove generisanja za periode vršnog i minimalnog opterećenja za niz vrednosti prenosnog kapaciteta.

Tabela 8.1 Neograničeni ekonomski dispečing za vršno i minimalno opterećenje u sistemu Bordurija-Sildavija

Opterećenje [MW]	Generisanje u Borduriji [MW]	Generisanje u Sildaviji [MW]	Ukupni satni troškovi generiranja [\$/h]
600	500	100	7650
3600	2500	1100	82650

Tabela 8.2 Satno generisanje, ukupni satni troškovi generisanja i satni troškovi ograničenja za sistem Bordurija-Sildavija tokom minimalnog opterećenja

Prenosni kapacitet [MW]	Generisanje u Borduriji [MW]	Generisanje u Sildaviji [MW]	Ukupni satni troškovi generiranja [\$/h]	Satni troškovi ograničenja [\$/h]
0	150	450	9488	1838
100	250	350	8588	938
200	350	250	7988	338
300	450	150	7688	38
350	500	100	7650	0
400	500	100	7650	0
450	500	100	7650	0
500	500	100	7650	0
600	500	100	7650	0
700	500	100	7650	0
800	500	100	7650	0
900	500	100	7650	0

Tabela 8.3 Satno generisanje, ukupni satni troškovi generisanja i satni troškovi ograničenja za sistem Bordurija-Sildavija tokom vršnog opterećenja

Prenosni kapacitet [MW]	Generisanje u Borduriji [MW]	Generisanje u Sildaviji [MW]	Ukupni satni troškovi generisanja [\$/h]	Satni troškovi ograničenja [\$/h]
0	900	2700	121 050	38 400
100	1000	2600	116 400	33 750
200	1100	2500	112 050	29 400
300	1200	2400	108 000	25 350
350	1250	2350	106 088	23 438
400	1300	2300	104 250	21 600
450	1350	2250	102 488	19 838
500	1400	2200	100 800	18 150
600	1500	2100	97 650	15 000
700	1600	2000	94 800	12 150
800	1700	1900	92 250	9 600
900	1800	1800	90 000	7 350

S obzirom na to da su trajanja vršnog i minimalnog perioda 4871 h i 3889 h respektivno, može se izračunati ukupni godišnji trošak ograničenja za vrednosti prenosnog kapaciteta prikazanog u prethodne dve tabele. U ovom primeru promeniće se aktuelizovani godišnji granični troškovi investiranja u prenos sa 35 \$/(MW · km · godišnje) na 140 \$/(MW · km · godišnje). Tabela 8.4 prikazuje ove vrednosti zajedno sa aktuelizovanim godišnjim troškovima investicija za prenos i njihovu sumu, što je ukupan godišnji trošak prenosa. Razmatran je samo varijabilni deo troškova investicija u prenos i izračunat je koristeći jednačinu (8.14). Može se uočiti da je prenosni kapacitet od 400 MW optimalan jer minimizuje ukupne troškove prenosa.

Tabela 8.4 Godišnji troškovi ograničenja, aktuelizovani godišnji investicioni troškovi i ukupni godišnji troškovi prenosa u funkciji prenosnog kapaciteta interkonekcije Borduria-Sildavia

Prenosni kapacitet [MW]	Godišnji troškovi ograničenja [k\$/god]	Aktuelizovani godišnji investicioni troškovi [MW]	Ukupni godišnji troškovi prenosa [k\$/god]
0	158 304	0	158 304
100	135 835	14 000	149 835
200	115 993	28 000	143 993
300	98 780	42 000	140 780
350	91 159	49 000	140 159
400	84 012	56 000	140 012
450	77 157	63 000	140 157
500	70 593	70 000	140 593
600	58 342	84 000	142 342
700	47 257	98 000	145 257
800	37 339	112 000	149 339
900	28 587	126 000	154 587

8.4.6.3 Povraćaj varijabilnih investicionih troškova u prenosu

Sada će se ispitati uticaj prenosnog kapaciteta od 400 MW na tržišta električne energije u Borduriji i Sildaviji.

U periodima minimalnih opterećenja, kapacitet interkonekcije ne ograničava protok snage između dve zemlje. Dva tržišta deluju kao jedno tržište. Generatori u Borduriji i Sildaviji proizvode 500 i 100 MW respektivno. Pošto je opterećenje u Borduriji samo 150 MW, 350 MW teče na interkonekciji do Sildavije. Marginalni troškovi proizvodnje, a samim tim i cene u Borduriji i Sildaviji su identične, 15.00 \$/MWh. Prema tome, u periodima minimalnih opterećenja, kratkoročna marginalna vrednost prenosa je nula. Suficit usled zagušenja ili prihod je takođe nula.

Tokom vršnih opterećenja, Bordurijski generatori proizvode samo 1300 MW, jer lokalno opterećenje iznosi 900 MW, a prenosni kapacitet je ograničen na 400 MW. Generatori u Sildaviji proizvode 2300 MW. Zbog zagušenja prenosa, cene na tržištima

Bordurije i Sildavije su određene prema lokalnim marginalnim troškovima proizvodnje na 23.00 \$/MWh i 59.00 \$/MWh, respektivno. Prema tome, kratkoročna vrednost prenosa je 36.00 \$/MWh. Tokom vršnog opterećenja, satni višak usled zagušenja (*congestion surplus*) je:

$$CS_{sati} = 400 \cdot 36 = 14\,400 \text{ \$}/h \quad (8.32)$$

Množenjem sa brojem sati trajanja vršnog opterećenja, dobija se godišnji suficit usled zagušenja

$$CS_{godisnji} = 14\,400 \cdot 3889 = 56\,000\,000 \text{ \$}/god \quad (8.33)$$

Ova vrednost je jednaka aktualizovanim godišnjim troškovima investiranja u prenos

$$C_V(T) = k \cdot l \cdot T = 140 \cdot 1000 \cdot 400 = 56\,000\,000 \text{ \$}/god \quad (8.34)$$

Za optimalan prenosni kapacitet, prihod koji je ostvaren iz suficita usled zagušenja tako pokriva tačno varijabilni deo troškova investiranja. Međutim, ne pokriva fiksni deo investiranja u prenos. Štaviše, ova jednakost važi zato što je pretpostavljena konstantna vrednost za marginalne troškove prenosnog kapaciteta k . Ova jednakost ne važi ako ovaj marginalni trošak nije konstantan zbog ekonomije obima.

8.4.7 Povraćaj prihoda za suboptimalni prenosni kapacitet

U praksi, stvarni prenosni kapacitet se retko poklapa sa njegovom optimalnom vrednošću. Razlozi za ovo neslaganje su jasni ako se uzmu u obzir neizvesnosti koje utiču na prognoze potražnje i cena, ulaganja u prenosne kapacitete i nasleđe istorijskih investicionih odluka. Očigledno, operateri elektroenergetskog sistema upravljaju sistemom na osnovu onoga što prenosni kapacitet zaista jeste, a ne na osnovu onoga što optimizacioni program kaže da bi trebao da bude. S obzirom na to da su nodalne cene energije i višak usled zagušenja određeni stvarnom mrežom, važno je proučiti kako suboptimalnost utiče na povraćaj prihoda.

Može se razmotriti drugi primer u kojem je optimalni kapacitet interkonekcije između Bordurije i Sildavije 800 MW i izračunati koji bi prihodi i troškovi bili ako bi se izgradio dalekovod kapaciteta 900 MW. Pod pretpostavkom da je ovaj kapacitet raspoloživ, tok snage je 900 MW. Bordurijski generatori povećavaju svoju proizvodnju na 1400 MW, dok proizvodnja u Sildaviji pada na 600 MW. Korišćenjem jednačina (8.1) i (8.2), dobija se da su cene energije u Borduriji i Sildaviji 24.00 \$/MWh i 25.00 \$/MWh, respektivno. Kratkoročna vrednost prenosa je pala sa 4,00 \$/MWh za kapacitet od 800 MW na 1,00 \$/MWh za kapacitet od 900 MW.

Sakupljeni satni i godišnji višak usled zagušenja je:

$$CS_{sami} = 900 \cdot 1 = 900 \text{ \$/h} \quad (8.35)$$

$$CS_{godisnji} = 900 \cdot 8760 = 7\,884\,000 \text{ \$/god} \quad (8.36)$$

S druge strane, aktualizovani godišnji investicioni troškovi su:

$$C_V(T) = k \cdot l \cdot T = 35 \cdot 1000 \cdot 900 = 31\,500\,000 \text{ \$/god} \quad (8.37)$$

Prihod ostvaren viškom usled zagušenja je manji nego što bi bio za optimalni prenosni kapacitet, a nije dovoljan da pokrije troškove ovog preinvestiranog prenosnog sistema.

Sada će se ispitati slučaj nedovoljnog investiranja (podinvestiranja). Ako je prenosni kapacitet samo 700MW, tok na interkonekciji je ograničen na ovu vrednost. Generatori u Borduriji proizvode samo 1200 MW (500 MW za lokalno opterećenje i 700 MW za prenos do Sildavije) po ceni od 22.00 \\$/MWh. Proizvođači u Sildaviji generišu 800 MW po ceni od 29.00 \\$/MWh kako bi zadovoljili ostatak opterećenja u Sildaviji od 1500 MW. Ova razlika u ceni od 7.00 \\$/MWh stvara satni suficit usled zagušenja:

$$CS_{sami} = 700 \cdot 7 = 4\,900 \text{ \$/h} \quad (8.38)$$

Tokom godine prihod bi bio:

$$CS_{godisnji} = 4900 \cdot 8760 = 42\,924\,000 \text{ \$/god} \quad (8.39)$$

S druge strane, aktualizovani godišnji investicioni troškovi za interkonekciju od 700 MW su:

$$C_V(T) = k \cdot l \cdot T = 35 \cdot 1000 \cdot 700 = 24\,500\,000 \text{ \$/god} \quad (8.40)$$

U ovom slučaju, prihod ostvaren kratkoročnim marginalnim cenama prenosa je veći od troškova izgradnje dalekovoda. Drugim rečima, prenosni kapacitet ispod optimalne vrednosti povećava prikupljeni prihod.

Sada se može razmotriti treći primer u kome interkonekcija između Bordurije i Sildavije ima prenosni kapacitet od 500 MW. Tokom perioda minimalnih opterećenja, ova prekomerna investicija nema efekta, jer tada čak i optimalni kapacitet ne ograničava protok snage. Kratkoročna marginalna vrednost prenosa i prihod od prenosa ostaju na nuli. Sa druge strane, tokom perioda vršnog opterećenja, sistemski operater koristi ceo kapacitet interkonekcije od 500 MW. Bordurijski generatori tada mogu proizvesti 1400 MW, a proizvodnja u Sildaviji je samo 2200 MW. Jednačine (8.1) i (8.2) pokazuju da su cene energije u Borduriji i Sildaviji 24.00 \\$/MWh i 57.00 \\$/MWh, respektivno. Kratkoročna vrednost prenosa je tako 33.00 \\$/MWh, umesto 36.00 \\$/MWh za prenosni kapacitet 400 MW.

Višak usled zagušenja koji se prikuplja tokom sati vršnog opterećenja je:

$$CS_{sami} = 500 \cdot 33 = 16\,500 \text{ \$/h} \quad (8.41)$$

Godišnji višak usled zagušenja je:

$$CS_{godisnji} = 16500 \cdot 3889 = 64\,168\,500 \text{ \$/god} \quad (8.42)$$

S druge strane, aktualizovani godišnji investicioni troškovi su:

$$C_V(T) = k \cdot l \cdot T = 140 \cdot 1000 \cdot 500 = 70\,000\,000 \text{ \$/god} \quad (8.43)$$

Prihod ostvaren od viška usled zagušenja je veći nego što je bio za optimalni prenosni kapacitet, ali nije dovoljan da pokrije troškove preinvestiranog prenosnog sistema.

Sada može da se analizira slučaj nedovoljnog investiranja. Ako je prenosni kapacitet samo 300 MW, protok na interkonekciji je ograničen ne samo tokom perioda vršnih opterećenja, već i tokom perioda minimalnih opterećenja.

Tokom perioda minimalnih opterećenja, proizvođači u Borduriji proizvode 450 MW (150 MW za lokalno opterećenja i 300 MW za prenos do Sildavije) po ceni od 14.50 \\$/MWh. Proizvođači u Sildaviji generišu 150 MW po ceni od 16.00 \\$/MWh da zadovolje ostatak opterećenja u Sildaviji od 450 MW. Ova razlika u ceni od 1.50 \\$/MWh stvara višak usled zagušenja

$$CS_{sami} = 300 \cdot 1.50 = 450 \text{ \$/h} \quad (8.44)$$

U toku perioda minimalnog opterećenja u trajanju od 4871 h, prihod od zagušenja je 2 191 950 \\$.

Tokom perioda vršnog opterećenja, Bordurijski generatori proizvode 1200 MW, od kojih se 300 MW prenosi kroz interkonekciju, ostavljajući proizvođačima u Sildaviji da proizvedu 2400 MW. Marginalne cene u Borduriji i Sildaviji su prema tome 22.00 \\$/MWh i 61.00 \\$/MWh, respektivno. Prema tome, satni višak usled zagušenja je

$$CS_{sami} = 300 \cdot (61.00 - 22.00) = 11\,700 \text{ \$/h} \quad (8.45)$$

S obzirom na to da se period vršnih opterećenja traje 3889 h, 45 501 300 \\$ se generiše od viška usled zagušenja. Uzimajući u obzir oba perioda (sa vršnim i minimalnim opterećenjem), godišnji prihodi od zagušenja su 47 693 250 \\$. S druge strane, aktualizovani godišnji trošak investiranja za interkonekciju od 300 MW je:

$$C_V(T) = k \cdot l \cdot T = 140 \cdot 1000 \cdot 300 = 42\,000\,000 \text{ \$/god} \quad (8.46)$$

U ovom slučaju, dohodak ostvaren kratkoročnim marginalnim cenama prenosa je veći od troškova izgradnje prenosne mreže. Drugim rečima, prenosni kapacitet ispod optimalne vrednosti povećava prikupljeni prihod jer su zagušenja češća.

8.4.8 Efekat ekonomije obima

U dosadašnjim razmatranjima pretpostavljeno je da su troškovi investiranja u opremu za prenos proporcionalni prenosnoj snazi. U obzir nije uzeta činjenica da bi značajan deo ovih troškova mogao biti fiksni, to jest, nezavisan od kapaciteta prenosa. Ova pretpostavka može da se povuče i da se ponovo razmotri interkonekcija između Bordurije i Sildavije, uzimajući u obzir komponentu C_F ukupnih troškova C_T za izgradnju voda:

$$C_T(T) = C_F + C_V(T) \quad (8.47)$$

Jednom kada se odluči da se nastavi sa projektom proširenja prenosa, veličina fiksnog troška uopšte ne utiče na kapacitet strujnih kola koja će biti izgrađena. Na prvi pogled, ovo može izgledati nelogično. Međutim, kada se donese odluka da se preduzme projekat, time se pristaje na plaćanje fiksnog troška. Kada se ovaj trošak plati, on nema uticaja na naknadne odluke.

U cilju ispitivanja uticaja fiksnih troškova, analiziraće se drugi primer koji je razmatran. Pretpostaviće se da komponenta fiksnog troška linije iznosi 20 000 \$/km godišnje, a ovaj trošak treba dodati ukupnim investicionim troškovima za interkonekciju Borduria-Sildavia dužine 1000 km. Ova fiksna komponenta jednostavno pomera krivu ukupnih troškova ka gore i ne utiče na lokaciju njenog minimuma. Može se pretpostaviti da je interkonekcija izgrađena sa optimalnim kapacitetom i da je ovaj kapacitet raspoloživ. Kao što se videlo u prethodnoj sekciji, obrazac nodalnih cena je takav da prihodi koji proizilaze iz razlika u ceni pokrivaju tačno varijabilni deo troškova izgradnje dalekovoda. Sa druge strane, prihodi od zagušenja ne pokrivaju fiksnu komponentu troškova izgradnje interkonekcije.

Jedan od načina povraćaja ovog gubitka prihoda bi bilo ograničenje kapaciteta koji je raspoloživ. Može se razmotriti kratkoročni prihod od prenosa ako njegov operator, umesto da ponudi pun kapacitet 800 MW, nudi samo 650 MW. Protok između Bordurije i Sildavije je onda 650 MW. Bordurijski generatori smanjuju proizvodnju na 1150 MW, dok se proizvodnja u Sildaviji povećava na 850 MW. Koristeći jednačine (8.1) i (8.2), mogu se utvrditi cene energije u Borduriji i Sildaviji, 21.00 \$/MWh i 30.00 \$/MWh, respektivno. Kratkoročna vrednost prenosa povećava se sa 4,00 \$/MWh na 8,50 \$/MWh. Satni i godišnji višak od zagušenja su:

$$CS_{sati} = 650 \cdot 8.5 = 5525 \text{ \$ / h} \quad (8.48)$$

$$CS_{godisnji} = 5525 \cdot 8760 = 48\,399\,000 \text{ \$ / god} \quad (8.49)$$

S druge strane, aktuelizovani godišnji trošak investiranja je:

$$C_V(T) = C_F + k \cdot l \cdot T = 20\,000\,000 + 35 \cdot 1000 \cdot 800 = 48\,032\,000 \text{ \$/god} \quad (8.50)$$

U ovom slučaju povlačenje 150 MW prenosnog kapaciteta generiše dovoljno dodatnih prihoda kako bi se pokrio i fiksni i varijabilni troškovi.

Zadržavanje nekog prenosnog kapaciteta stvara veće diferencijalne cene i povećava vrednost prenosa. Korisnici mreže stoga mogu biti voljni da plate više za kupovinu prava finansijskog prenosa od vlasnika ove nove linije, čime im omogućavaju ne samo pokrivanje svojih troškova, već i ostvarivanje dobiti.

Može se razmotriti već analizirani treći primer. Tabela 8.5, koja je slična Tabeli 8.4, ilustruje ovaj efekat na godišnjem nivou. Optimalni kapacitet interkonekcije ostaje 400 MW, nezavisno od fiksnih troškova.

Tabela 8.5 Godišnji troškovi ograničenja, aktuelizovani godišnji investicioni troškovi (uključujući i fiksne i varijabilne troškove) i ukupni godišnji troškovi prenosa u funkciji prenosnog kapaciteta interkonekcije Borduria-Sildavia

Prenosni kapacitet [MW]	Godišnji troškovi ograničenja [k\$/god]	Aktuelizovani fiksni godišnji investicioni troškovi [MW]	Aktuelizovani varijabilni godišnji investicioni troškovi [MW]	Aktuelizovani godišnji investicioni troškovi [MW]	Ukupni godišnji troškovi prenosa [k\$/god]
0	158 304	20 000	0	20 000	178 304
100	135 835	20 000	14 000	34 000	169 835
200	115 993	20 000	28 000	48 000	163 993
300	98 780	20 000	42 000	62 000	160 780
350	91 159	20 000	49 000	69 000	160 159
400	84 012	20 000	56 000	76 000	160 012
450	77 157	20 000	63 000	83 000	160 157
500	70 593	20 000	70 000	90 000	160 593
600	58 342	20 000	84 000	104 000	162 342
700	47 257	20 000	98 000	118 000	165 257
800	37 339	20 000	112 000	132 000	169 339
900	28 587	20 000	126 000	146 000	174 587

Neka se pretpostavi da je interkonekcija izgrađena sa optimalnim kapacitetom i da je ovaj kapacitet raspoloživ. Kao što se videlo u prethodnoj sekciji, obrazac nodalnih cena je takav da prihodi koji proizilaze iz razlika u ceni pokrivaju tačno varijabilni deo troškova izgradnje dalekovoda. Sa druge strane, prihodi od zagušenja ne pokrivaju fiksnu komponentu troškova izgradnje interkonekcije.

Može se pokušati da se povrati fiksni trošak povlačenjem prenosnog kapaciteta. U periodu minimalnih opterećenja, uticaj kapaciteta koji je dostupan na kratkoročne prihode prenosa prikazan je u Tabeli 8.6.

Smanjenje raspoloživog kapaciteta sa 400 MW na 200 MW povećava prihode od 0 do 4 383 900 \$ godišnje. Dalja smanjenja kapaciteta rezultiraju smanjenjem prihoda. Tabela 8.7 daje iste informacije za period vršnog opterećenja.

Tabela 8.6 Efekti raspoloživog prenosnog kapaciteta na višak usled zagušenja u periodu minimalnog opterećenja

Prenosni kapacitet [MW]	Generisanje u Borduriji [MW]	Generisanje u Sildaviji [MW]	Marginalni troškovi u Borduriji [\$/MWh]	Marginalni troškovi u Sildaviji [\$/MWh]	Satni višak [\$/h]	Godišnji Višak [\$/god]
100	250	350	12.5	20	750	3 653 250
200	350	250	13.5	18	900	4 383 900
300	450	150	14.5	16	450	2 191 950

Tabela 8.7 Efekti raspoloživog prenosnog kapaciteta na višak usled zagušenja u periodu vršnog opterećenja

Prenosni kapacitet [MW]	Generisanje u Borduriji [MW]	Generisanje u Sildaviji [MW]	Marginalni troškovi u Borduriji [\$/MWh]	Marginalni troškovi u Sildaviji [\$/MWh]	Satni višak [\$/h]	Godišnji Višak [\$/god]
100	1000	2600	20	65	4500	17 500 500
200	1100	2500	21	63	8400	32 667 600
300	1200	2400	22	61	11700	45 501 300

U ovom slučaju povlačenje raspoloživih kapaciteta smanjuje prihod. Ovaj paradoks se lako rešava ako se u obzir uzme Sl. 8.4. U periodu vršnog opterećenja, kapacitet se nalazi levo od maksimuma, dok se za period minimalnog opterećenja nalazi desno od maksimuma. S obzirom na to da je ukupan doprinos perioda vršnog opterećenja mnogo veći od doprinosa perioda minimalnog opterećenja, nije moguće povećati kratkoročne prihode prenosa povlačenjem prenosnih kapaciteta.

Kad god se razmataju fiksni troškovi, važno je ispitati posledice odluke da se ne izgradi dalekovod. U ovom slučaju, cena prenosa je očigledno jednaka nuli. Međutim, troškovi ograničenja u razmatranom trećem primeru bi bili maksimalni, a to je 158 304 \$/god (videti Tabelu 8.5). Prema tome, zaključuje se da je izgradnja prenosnog voda opravdana, s obzirom da će ukupni troškovi biti smanjeni sa 158 304 000 \$/god na 150 012 000 \$/god.

8.4.9 Primer sa tri čvora

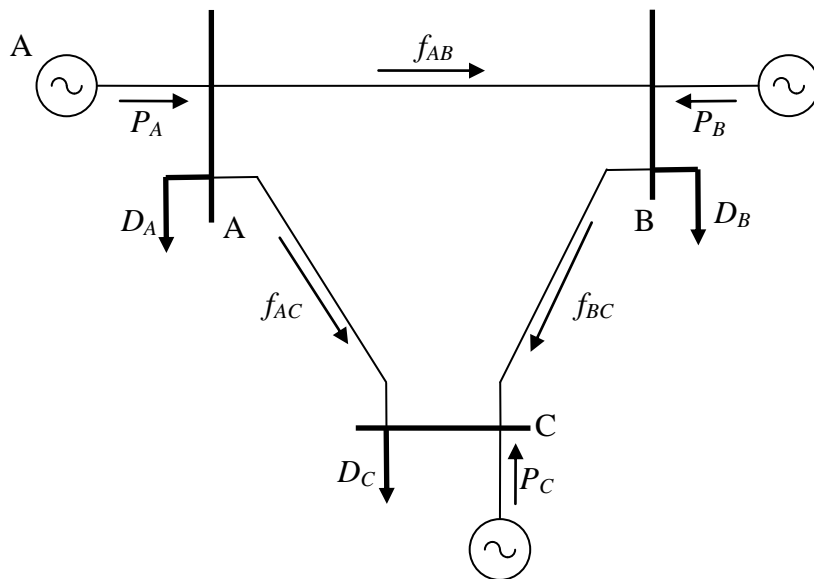
Sada se mora istražiti uticaj Drugog Kirhofovog zakona na vrednost prenosa i povraćaj investicija u prenosne kapacitete. U cilju ilustracije ovog pitanja, koristiće se sistem sa tri čvora prikazan na Sl. 8.10. Razmotriće se efekat promena u potražnji tako što će se pretpostaviti da se svaka godine može podeliti na dva perioda potražnje. Tabela 8.8 prikazuje trajanje svakog perioda i opterećenje na svakoj sabirnici. Treba imati na umu da, za razliku od prethodnog primera sa dva čvora, profil opterećenja ne prati isti obrazac u svim čvorovima.

Tabela 8.9 pokazuje da se marginalni troškovi proizvodnje u svakom čvoru povećavaju linearno sa izlaznom snagom. Ponovo će se pretpostaviti da su tržišta električne energije u svakom čvoru dovoljno konkurentna i da je cena energije u svakom čvoru jednaka marginalnom trošku.

Aktualizovani trošak investicija u prenos za prenosni vod c proporcionalan je njegovom kapacitetu (T_c) i njegovoj dužini (l_c):

$$\Omega_c(T_c) = k_c \cdot l_c \cdot T_c \quad (8.51)$$

Gde marginalni aktualizovani trošak investicija po jedinici dužine k_c iznosi 50 \$/(MW · km · god). Radi jednostavnosti, pretpostaviće se da sve linije u posmatranom primeru sa tri čvora imaju istu dužinu od 600 km i time istu reaktansu.



Sl. 8.10 Sistem od tri čvora za ilustraciju efekta Drugog Kirhofovog zakona na vrednost prenosa i povraćaj investicija u prenos

Tabela 8.8 Promena potrošnje sa vremenom za sistem sa tri čvora

	Period 1	Period 2
Trajanje [h]	2190	6750
Opterećenje u čvoru A [MW]	0	0
Opterećenje u čvoru B [MW]	10000	5000
Opterećenje u čvoru C [MW]	2500	10000

Tabela 8.9 Marginalni troškovi električne energije za sistem sa tri čvora

Čvor	Kapacitet [MW]	Marginalni troškovi [\$/MWh]
A	5000	$0.003+2P_A$
B	7000	$0.003+1.35P_B$
C	8000	$0.003+1.75P_C$

Namera je da se odrede kapaciteti dalekovoda koji minimizuju zbir operativnih troškova i troškova investicije za ovu mrežu. Ova minimizacija se mora izvršiti za očekivani životni vek sistema. Budući da je u ovom primeru pretpostavljeno da se profili opterećenja iz godine u godinu ponavljaju, može se izvršiti ova optimizaciju za ekvivalentni sat. Ovo se

postiže množenjem operativnih troškova za svaki period opterećenja sa njegovim trajanjem ($\tau_1 = 2190$ h i $\tau_2 = 6570$ h) i deljenjem se brojem sati u godini ($\tau_0 = 8760$ h). Zbog toga je objektivna funkcija ovog problema optimizacije

$$\min_{T_{AB}, T_{AC}, T_{BC}} \left[\sum_{i=1}^{i=2} \frac{\tau_P}{\tau_0} \left(\sum_{i \in \{A, B, C\}} a_i P_{ii} + \frac{1}{2} b_i P_{ii}^2 \right) + \frac{k_{AB} \cdot l_{AB} \cdot T_{AB}}{\tau_0} + \frac{k_{AC} \cdot l_{AC} \cdot T_{AC}}{\tau_0} + \frac{k_{BC} \cdot l_{BC} \cdot T_{BC}}{\tau_0} \right] \quad (8.52)$$

Ova minimizacija podleže sledećim ograničenjima koja su nametnuta Kirhofovim zakonima za period potražnje 1:

$$\begin{aligned} f_{AB1} + f_{AC1} - P_{A1} + D_{A1} &= 0 \\ -f_{AB1} + f_{BC1} - P_{B1} + D_{B1} &= 0 \\ -f_{AC1} - f_{BC1} - P_{C1} + D_{C1} &= 0 \\ f_{AB1} + f_{AC1} - f_{BC1} &= 0 \end{aligned} \quad (8.53)$$

I za period potražnje 2

$$\begin{aligned} f_{AB2} + f_{AC2} - P_{A2} + D_{A2} &= 0 \\ -f_{AB2} + f_{BC2} - P_{B2} + D_{B2} &= 0 \\ -f_{AC2} - f_{BC2} - P_{C2} + D_{C2} &= 0 \\ f_{AB2} + f_{AC2} - f_{BC2} &= 0 \end{aligned} \quad (8.54)$$

Štaviše, tokovi snage po granama tokom svakog perioda moraju ostati ispod (još uvek nepoznatog) kapaciteta odgovarajućih linija:

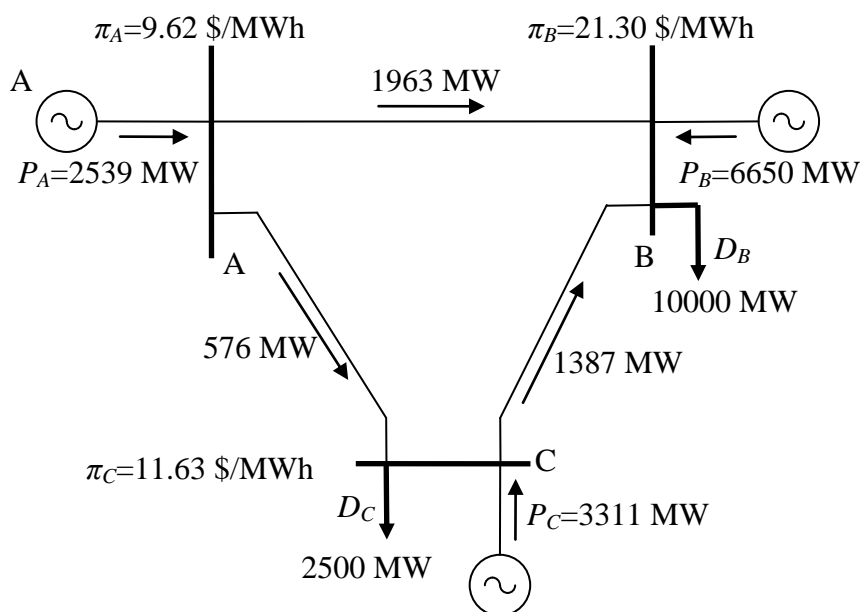
$$\begin{aligned} f_{AB1}, f_{AB2} &\leq T_{AB} \\ f_{AC1}, f_{AC2} &\leq T_{AC} \\ f_{BC1}, f_{BC2} &\leq T_{BC} \end{aligned} \quad (8.55)$$

Na kraju, izlazna snaga generatora mora ostati ispod nominalnog kapaciteta tokom oba perioda potražnje:

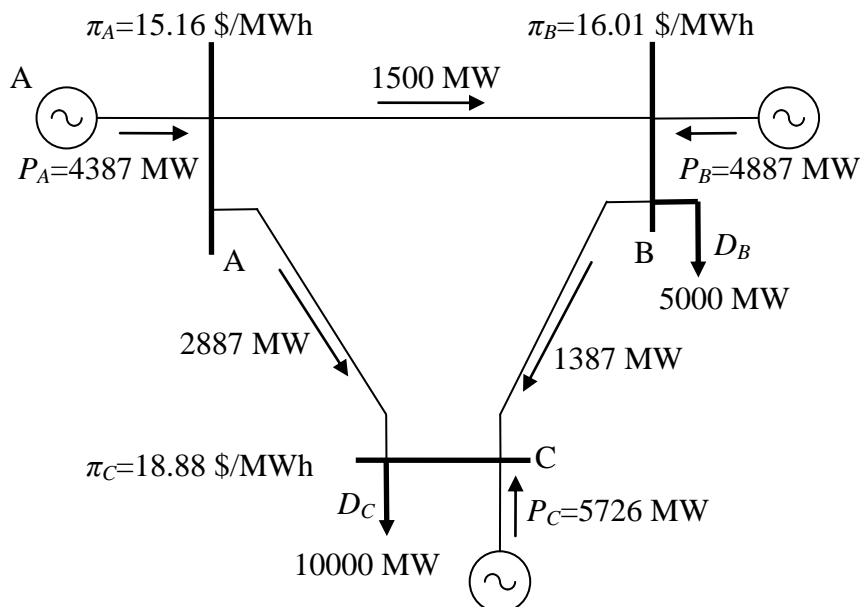
$$\begin{aligned} P_{A1} &\leq P_A^{\max}, P_{A2} \leq P_A^{\max} \\ P_{B1} &\leq P_B^{\max}, P_{B2} \leq P_B^{\max} \\ P_{C1} &\leq P_C^{\max}, P_{C2} \leq P_C^{\max} \end{aligned} \quad (8.56)$$

Ovaj problem optimizacije je suviše složen za ručno rešavanje, ali se može rešiti numerički koristeći tabelu. Na Sl. 8.11 i 8.12 prikazan je optimalni generatorski dispečing, tokovi snaga po granama i nodalne cene za dva perioda potražnje. Tabela 8.10 prikazuje detaljno operativne troškove. Pošto trajanje perioda 1 predstavlja 25% od ukupnog trajanja, a trajanje perioda 2, preostalih 75%, troškovi za svaki period su izraženi u \$/0,25 h i \$/0,75 h, respektivno. Troškovi generisanja odražavaju trajanje svakog perioda. Operativni trošak za

ekvivalentni sat se zatim dobija sabiranjem troškova za svaki period. Godišnji trošak dobija se množenjem troškova za ekvivalentni sat sa brojem sati u godini.



Sl. 8.11 Optimalni generatorski dispečing, tokovi snaga i nodalne cene za period 1



Sl. 8.12 Optimalni generatorski dispečing, tokovi snaga i nodalne cene za period 2

U tabeli 8.11 prikazani su tokovi u svakom prenosnom vodu, kao i njegov optimalni kapacitet i odgovarajući satni i godišnji troškovi investiranja. Tok snage u svakoj liniji dostigne svoj maksimum (i samim tim daje kapacitet) u jednom od perioda. Pošto su

minimizovani ukupni operativni i investicione troškovi, celi kapacitet voda zaista bi trebao biti u potpunosti iskorišćen tokom najmanje jednog perioda. U ovom konkretnom slučaju, protok između čvorova B i C u potpunosti koristi kapacitet tog voda tokom oba perioda, ali u suprotnim pravcima.

Tabela 8.10 Optimalni satni operativni troškovi za sistem sa tri čvora

Čvor	Period 1 [\$/0.25 h]	Period 2 [\$/0.75 h]	Troškovi za ekvivalentni sat [\$/h]	Godišnji troškovi [\$/god]
A	3687	28 233	31 920	279 619 200
B	18 827	31 817	50 644	443 641 440
C	5519	44 184	49 703	435 398 280
Ukupno	28 033	104 234	132 267	1 158 658 920

Sada se mogu analizirati nodalne cene i prihode. Tabela 8.12 sumira te podatke za svaki period. Negativne vrednosti predstavljaju isplate generatorima, dok pozitivne veličine označavaju isplate potrošačima. Prihodi za svaki period su srazmerni njihovom trajanju i prihodi za ekvivalentni sat predstavlja ponderisani prosek prihoda za svaki period. Ukupan iznos (prikazan u donjem desnom uglu Tabele 8.12) predstavlja ukupan višak usled zagušenja koji bi se prikupio za ekvivalentni sat. Ova količina je tačno jednaka ukupnim satnim investicionim troškovima datim u Tabeli 8.10. Ova ekvivalencija pokazuje da, u nedostatku fiksnih troškova, kratkoročne marginalne cene generišu dovoljan iznos prihoda kako bi pokrili troškove investicija u prenos.

Tabela 8.11 Optimalni kapacitet vodova i investicioni troškovi za sistem sa tri čvora

Vod	Tok za Period 1 [MW]	Tok za Period 2 [MW]	Optimalni kapacitet [MW]	Satni investicioni troškovi [\$/h]	Godišnji investicioni troškovi [\$/h]
A-B	1963	1500	1963	6723	58 891 939
A-C	576	2887	2887	9887	86 612 631
B-C	-1387	1387	1387	4750	41 612 636
Ukupno				21 360	187 117 206

Tabela 8.12 Nodalne cene i prohodni za sistem sa tri čvora

Čvor	Nodalne cene		Prihodi		
	Period 1 [\$/MWh]	Period 2 [\$/MWh]	Period 1 [\$/0.25h]	Period 2 [\$/0.75h]	Ekvivalentni sat [\$/h]
A	9.62	15.16	-6105	-49 885	-55 990
B	21.30	16.01	17 839	1356	19 195
C	11.63	18.88	-2359	60 514	58 155
Ukupno			9375	11 985	21 360

Tabela 8.13 Prihodi usled zagušenja i investicioni troškovi za svaki vod za sistem sa tri čvora

Vod	Period 1			Period 2			Ukupan prihod [\$/h]	Investicioni troškovi [\$/h]
	Δ cena [\$/MWh]	Tok [MW]	Prihod [\$/0.25h]	Δ cena [\$/MWh]	Tok [MW]	Prihod [\$/0.25h]		
A-B	11.68	1963	5732	0.85	1500	956	6688	6723
A-C	2.01	576	289	3.72	2887	8055	8344	9887
B-C	-9.67	-1387	3353	2.86	1387	2975	6339	4750
Ukupno			9374			11 986	21 360	21 360

Tabela 8.13 daje informacije potrebne za izračunavanje prihoda "zarađenih" od svakog voda tokom oba perioda i u ekvivalentnom satu. Kao što je analizirano u Poglavlju 6, razlike u nodalnim cenama između dva čvora nastaju čak i kada vod koji povezuje ova dva čvora nije preopterećen. Na primer, tokom perioda 1 protok u vodu između čvorova A i C je 576 MW, znatno ispod kapaciteta 2887 MW. Međutim, zagušenje u linijama A-B i B-C stvara razliku u ceni od 2.02 \$/MWh između čvorova A i C. Tok u tom vodu generiše prihod

$$R_{AC,1} = 576 \cdot 2.02 \cdot 0.25 = 289 \text{ \$/0.25h} \quad (8.57)$$

Tokom perioda 2, kada je tok u ovoj liniji jednak njegovom kapacitetu, generiše se prihod

$$R_{AC,2} = 2887 \cdot 3.72 \cdot 0.75 = 8055 \text{ \$/0.75h} \quad (8.58)$$

Prihod "prikupljen" od strane ove linije za ekvivalentni sat je na taj način 8344 \$/h. To nije jednako troškovima ove linije 9887 \$/h datim u Tabeli 8.11. Slično tome, protok 1500 MW u liniji A-B tokom perioda 2 je manji od kapaciteta 1963 MW. Međutim, razlika u ceni na toj liniji generiše neki prihod. Ovi rezultati pokazuju da su satni SRMC prihodi

vezani sa pojedinačnim linijama ne podudaraju sa njihovim satnim investicionim troškovima. Međutim, Tabela 8.13 takođe pokazuje da ukupni višak zagušenja pokriva tačno investicione troškove ove prenosne mreže. Ovaj rezultat ne predstavlja slučajnost i važi za sve mreže, bez obzira koliko su složene. Ako je celokupna mreža u vlasništvu istog entiteta, ovo unakrsno subvencionisanje između linija nije problem. S druge strane, nije jasno kako se FTR mogu prodati korisnicima mreže pod ovim uslovima. Na primer, pretpostavimo da linije A-B i B-C pripadaju jednom entitetu, a linija A-C je razvijena od strane trgovačke kompanije za prenos. Ako se prihodi alocirani na osnovu razlika nodalnih cena, vlasnik linije A-C bi povratio samo 8344 \$/h umesto svojih troškova od 9887 \$/h. Sa druge strane, drugi vlasnik bi pokrio više nego što su njegovi troškovi. Takođe nije jasno na kojoj osnovi bi se mogli nastaviti pregovori između korisnika i vlasnika mreže u vezi kupovine FTR.

8.4.10 Koncept referentne mreže

U primerima koji su analizirani u prethodnim sekcijama, utvrđen je optimalni kapacitet novog dalekovoda kroz minimizovanje sume operativnih troškova i troškova investiranja u prenos. Održavanje te ravnoteže za sistem u celini predstavlja veliki izazov za regulatorne organe u konkurentnom okruženju jer proizvodnja i prenos funkcionišu kao zasebni subjekti. Ako se pretpostavi da prenosna mreža posluje kao monopol, regulator treba da osmisli niz podsticaja za adekvatan nivo investicija u prenos. Da bi to uradio, regulatoru je potreban način za merenje ukupnih performansi sistema. Ovo se može postići pomoću referentne mreže.

U najjednostavnijem obliku, referentna mreža je topološki identična postojećoj mreži, a generatori i opterećenja su nepromenljivi. Sa druge strane, svaki dalekovod ima optimalan kapacitet. Optimalni kapaciteti su određeni kao u prethodnim primerima. Međutim, jedna važna razlika je u tome što umesto optimizacije kapaciteta jedne ili nekoliko novih linija, postupak se primenjuje na celi prenosni sistem, uključujući i nove i postojeće linije.

Referentna mreža je prema tome mreža u odnosu na koju se realna mreža može objektivno porediti. Optimalni investicioni troškovi i optimalni troškovi usled zagušenja mogu se kvantifikovati i upoređivati sa onima u stvarnom sistemu. Pored toga, upoređivanjem kapaciteta pojedinačnih linija u referentnoj mreži i stvarnoj mreži, mogu se identifikovati potrebe za novim investicijama. Moguće je izvršiti poređenje optimalnih i stvarnih operativnih troškova. Razlike između stvarne i referentne mreže po pitanju rada i investicija mogu se koristiti kao mera performansi prenosne kompanije. Regulator bi onda

mogao postaviti finansijske podsticaje na toj osnovi. Koncept referentne mreže ima dugu istoriju i solidnu osnovu u ekonomskoj teoriji.

8.4.11 Generalizacija

U ovoj sekciji predstaviće se opšta formulaciju problema proširenja prenosa u cilju određivanja cena i regulatornih ciljeva. Ovo uključuje određivanje optimalno dizajnirane prenosne mreže. Određivanje takve referentne mreže zahteva rešenje problema optimalnih tokova snaga (OPF) sa ograničenjima sigurnosti. U najjednostavnijem obliku, ovaj problem se može formulisati koristeći konvencionalni DC OPF. Cilj ove optimizacije je da minimizuje zbir godišnjih troškova generisanja i aktualizovanih troškova prenosa. Ova optimizacija je ograničena Kirhofovima zakonima, kao i ograničenjima komponenti sistema. Ona mora pokriti nekoliko nivoa potražnje koristeći godišnju krivu trajanja opterećenja kao što je ranije opisano. Na kraju, mora se uzeti u obzir i očekivani ispadi prenosnih i proizvodnih kapaciteta.

8.4.1.11 Oznake

Da bi se problem rešio matematički potrebno je uvesti sledeće oznake:

np - Broj perioda opterećenja

nb - broj čvorova

ng - broj generatora

nl - broj linija/grana

nc - broj nepredviđenih situacija (ispada)

τ_p - trajanje perioda opterećenja p

D_p - vektor opterećenja u čvoru u periodu p

C_g - Operativni troškovi generatora g

P_{pg} - Izlazna snaga generatora g u toku perioda p

P_p - Vektor generisanja u čvorovima za period p

P^{\max} : Vektor maksimalnih generisanja u čvorovima

P^{\min} : Vektor minimalnih generisanja u čvorovima

A^0 - Matrica incidencija čvor-grana za sistem bez ispada

A^c - Matrica incidencija čvor-grana za ispad c

H^0 - Matrica osetljivosti za sistem bez ispada

H^c - Matrica osetljivosti za ispad c

k_b - Aktualizovani investicioni troškovi za granu b u $\$/(\text{MW}\cdot\text{km}\cdot\text{god})$

l_b - Dužina grane b (km)

T_b - Kapacitet grane b

T - Vektor kapaciteta grana

F_p^0 - Vektor tokova snaga po granama za sistem bez ispada u toku perioda p

F_p^c - Vektor tokova snaga po granama z aispad c u toku perioda p

Matrica osetljivosti H koja povezuje injektiranja i tokove snage definisana je na sledeći način:

$$[H] = [Y_d] \cdot [A^T] \cdot \begin{bmatrix} 0 & 0 \\ 0 & [Y_{bus}^r]^{-1} \end{bmatrix} \quad (8.59)$$

Gde je Y_d dijagonalna matrica admitansi grana, a Y_{bus}^r je matrica koja je dobijena od matrice admitsi sistema Y_{bus} izbacivanjem vrste i kolone koja odgovara "slack" čvoru kako bi bila nesingularna. Elementi matrice osetljivosti H se nazivaju faktori osetljivosti:

$$h_{kn} = \frac{\Delta F_k}{\Delta P_n}$$

Ovaj faktor osetljivosti pokazuje promenu u toku snage u grani k pri povećavanju injektiranja u čvoru n . Kod DC modela za proračun tokova snaga, ovi faktori osetljivosti zavise samo od topologije mreže i reaktanse mrežnih kola, a ne od uslova opterećenja. Prema tome, za mrežu sa fiksnom topologijom, faktori osetljivosti su konstantni i izračunavaju se bez obzira na generisanje i potražnju.

Wood i Wollenberg su pokazali da, ako grana k povezuje čvorove u i v , faktori osetljivosti koji se odnose na tok snage u toj grani sa injektiranjem u čvoru n mogu se izračunati na sledeći način:

$$h_{kn} = \frac{\Delta F_k}{\Delta P_n} = \frac{1}{x_{uv}} (X_{un} - X_{vn}) \quad (8.60)$$

Gde su X_{un} i X_{vn} elementi inverzne redukovane matrice admitansa Y_{bus}^r . Iako vrednosti faktora osetljivosti zavise od izbora referentnog čvora, rezultat optimizacionog problema optimizacije je indiferentan u odnosu na ovaj izbor.

8.4.11.2 Formulacija problema

Objektivna funkcija ovog optimizacionog problema može se izraziti na sledeći način:

$$\min_{P_{pg}, T_b} \left(\sum_{p=1}^{np} \tau_p \sum_{g=1}^{ng} C_g P_{pg} + \sum_{b=1}^{nl} k_b l_b T_b \right) \quad (8.61)$$

S obzirom da ovaj problem pokriva nekoliko perioda u toku godinu dana, mora zadovoljiti jednačine tokova snaga za sistem bez ispada i jednačine po dozvoljnom kapacitetu grana za svaku od njih. Koristeći DC model koji zanemaruje gubitke, ova ograničenja su:

$$A^0 F_p^0 - P_p + D_p = 0 \quad (8.62)$$

$$F_p^0 = H^0 (P_p - D_p) \quad (8.63)$$

$$F_p^0 - T \leq 0 \quad (8.64)$$

$$-F_p^0 - T \leq 0, p = 1, \dots, np \quad (8.65)$$

Jednačina (8.62) je ograničenje po balansu u čvorovima koje je izvedeno iz Prvog Kirhofovog zakona, koji zahteva da ukupna snaga koja ulazi u čvor mora biti jednaka ukupnoj snazi koja izlazi iz čvora. Ograničenje (8.63) odnosi se na tokove i injektiranja na osnovu Drugog Kirhofovog zakona. Poslednje dve jednačine predstavljaju termička ograničenja tokova snaga po granama. Sva ova ograničenja moraju biti zadovoljena i za svaki ispad u svakom periodu potražnje:

$$A^c F_p^c - P_p + D_p = 0 \quad (8.66)$$

$$F_p^c = H^c (P_p - D_p) \quad (8.67)$$

$$F_p^c - T \leq 0 \quad (8.68)$$

$$-F_p^c - T \leq 0, p = 1, \dots, np, c = 1, \dots, nc \quad (8.69)$$

Konačno, moraju se ispoštovati i ograničenja po proizvodnji generatora:

$$P^{\min} \leq P_p \leq P^{\max}, p = 1, \dots, np \quad (8.70)$$

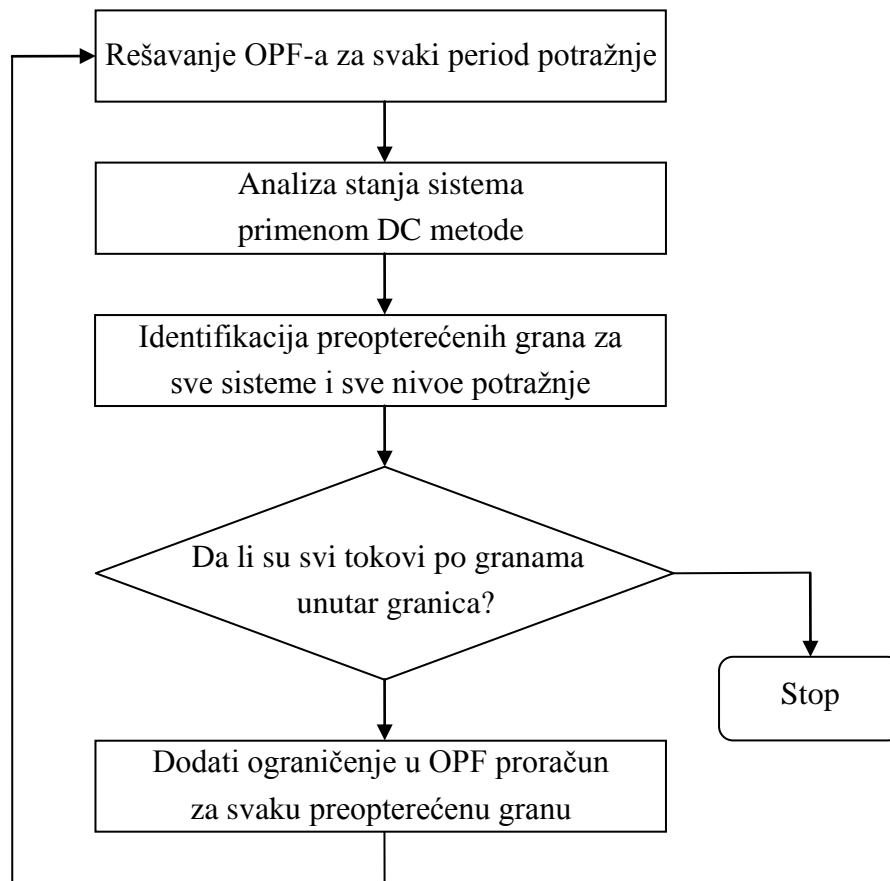
Pošto je cilj optimizacije da se odredi optimalni kapacitet vodova, ova promenljiva može uzeti bilo koju pozitivnu vrednost:

$$0 \leq T \leq \infty \quad (8.71)$$

8.4.11.3 Primena

Gornji model izračunava vektor generisanja P_p u svim periodima potražnje, vektor tokova po granama F_p^0 u svim periodima potražnje i vektor optimalnih kapaciteta T koji važi

u svim periodima potražnje. Svi ostali parametri u gore navedenim jednačinama su ili specificirani ili određeni iz topologije mreže i podataka o mreži. Pošto je pretpostavka da su marginalni troškovi generisanja konstantni, problem optimizacije je linearan. Međutim, zbog svoje dimenzionalnosti, ovaj problem se obično ne rešava u originalnom obliku. Umesto toga, rešava se pomoću iterativnog algoritma prikazanog na Sl. 8.13.



Sl. 8.13. Dijagram toka za OPF sa ograničenjima za određivanje referentne mreže

Na početku svake iteracije zadaju se generisanja i izračunava se prenosni kapacitet svake linije tako da se zadovolje zahtevi tokom svih perioda i da se zadovolje ograničenja prenosa. Treba imati na umu da na početku procesa nema ograničenja prenosa. Izvodljivost ovog dispečinga se zatim procenjuje analizom tokova snaga za sve ispade u mreži u svim periodima potražnje. Ako je bilo koji od protoka po grani veći od predloženog kapaciteta, formira se ograničenje i uvodi u OPF u sledećoj iteraciji. Na primer, ako je linija b preopterećena, sljedeće ograničenje se dodaje optimizacionom problemu:

$$-T_b \leq f_b^{ps} + \sum_{j=1}^{nb} h_{jb}^S \cdot (P_j^p - P_j^{p0}) \leq T_b \quad (8.72)$$

gde S predstavlja mrežnu topologiju i za sistem bez ispada i za sistem sa sipadom, a h_{jb}^S su odgovarajući faktori osetljivosti. Ovaj proces se ponavlja sve dok se ne eliminišu sva preopterećenja linija.

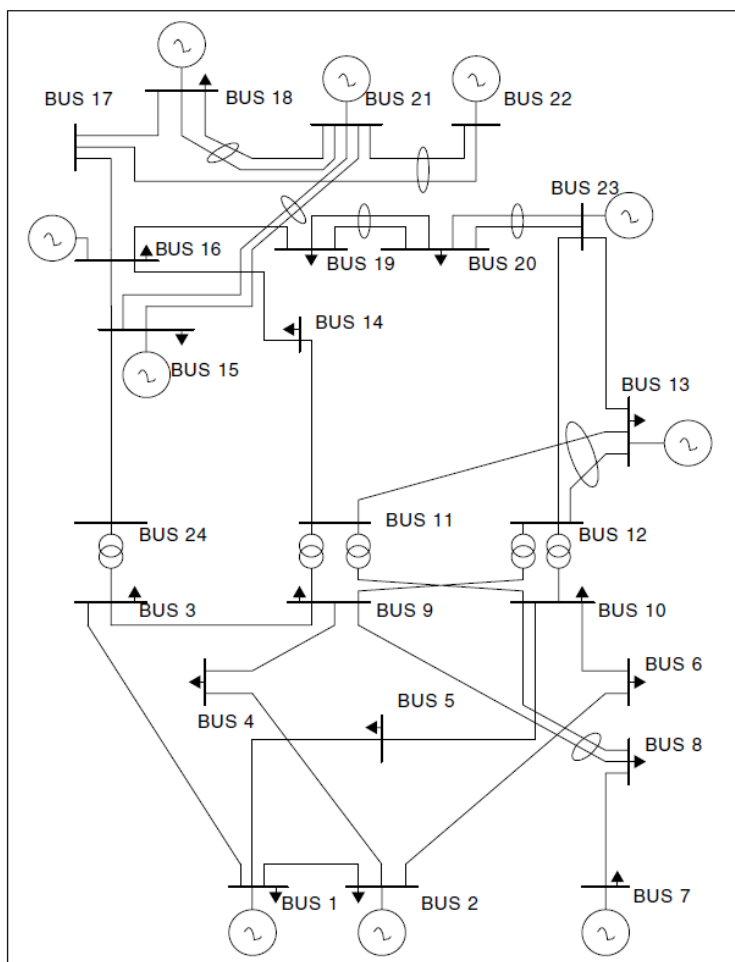
Nodalne cene se onda mogu izračunati na sledeći način:

$$\pi_j^p = \pi^p + \sum_{s=1}^{nc} \sum_{b=1}^{nl} h_{jb}^s \cdot \mu_b^{ps} \quad (8.73)$$

gde je π^p Lagranžov multiplikator vezan sa ograničenjem balansa opterećenja za period potražnje p u mreži bez ispada. Ova veličina se često naziva sistemski marginalni trošak (*system marginal cost*). Promenljive μ_b^{ps} su Lagranžovi multiplikatori vezani sa ograničenjima prenosa (8.72) koja se generišu u iterativnom procesu.

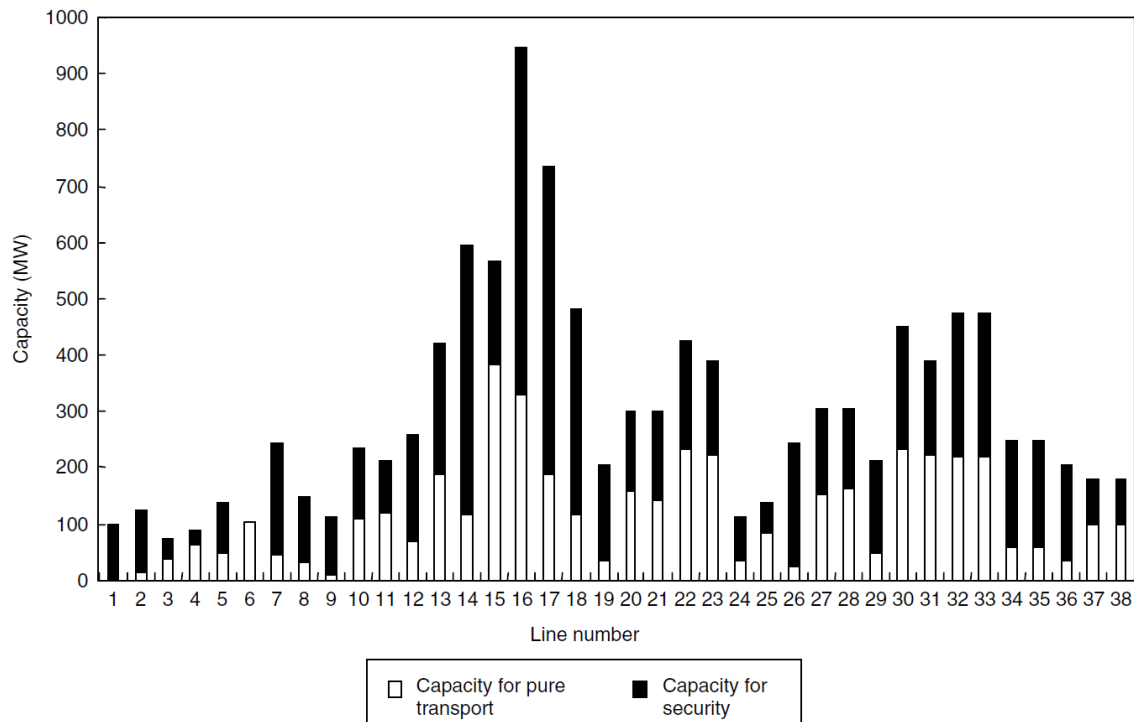
8.4.11.4 Primer

Ova procedura za optimizaciju primenjena je na sistem za ispitivanje pouzdanosti IEEE 24 (RTS) prikazan na Sl. 8.14. Za detalje ove mreže pogledajte IEEE (1979).



Sl. 8.14 mreža IEEE 24 (RTS)

Slika 8.15 pokazuje da, izuzev malog brojeva grana, tokovi snaga su znatno ispod 50% optimalnog kapaciteta čak i tokom perioda maksimalne potražnje. Ovo zapažanje potvrđuje važnost uzimanja sigurnosti u obzir prilikom dizajniranja prenosne mreže i određivanja cena u prenosnoj mreži.



Sl. 8.15 Upoređivanje potrebnih kapaciteta za mrežu bez ispada (*pure transport*) sa kapacitetom koji je potreban da se obezbedi sigurnost tokom maksimalnog perioda potražnje za IEEE 24 (RTS) sistem

8.4.11.5 Razmatranje ostalih faktora

Ovaj osnovni algoritam za formiranje referentne mreže postaje znatno složeniji ako se optimizuje topologije mreže, izbor naponskih nivoa, ili ako se u razmatranje uzme rast opterećenja, ekonomija obima, nove tehnologije u prenosu kao što su FACTS (*Flexible AC Transmission Systems*) uređaji, distribuirano generisanje, upravljanje potrošnjom, gubici, reaktivna snaga, mrežna ograničenja stabilnosti i generisanje rezerve. Odgovarajući stepen složenosti zavisi od planirane primene i specifičnog sistema. Međutim, važno je imati na umu da svrha referentne mreže nije da zameni detaljni tehnički dizajn prenosne mreže, već da podrži odluke u vezi sa regulacijom, investicijama i cenama.