

PLANIRANJE RAZVOJA PRIJENOSNE MREŽE U TRŽIŠNIM OKOLNOSTIMA (PROBABILISTIČKI PRISTUP)

Mr. sc. Davor Bajš – prof. dr. sc. Mislav Majstrovic – mr. sc. Goran Majstrovic, Zagreb

UDK 621.316.1:519
PRETHODNO PRIOPĆENJE

Razmatra se novi pristup planiranju razvoja prijenosne mreže primjeren tržišnim okolnostima. Uvodno se opisuje problematika planiranja unutar vertikalno integriranih kompanija. Budući da uvođenje tržišnih odnosa unutar elektroenergetskog sektora uzrokuje mnoštvo nesigurnosti u proces planiranja, definiraju se metode stohastičkog modeliranja ulaznih podataka potrebnih za planiranje. Na temelju niza proračuna optimalnih tokova snaga uz stohastički modelirane ulazne podatke i izračunatih očekivanih lokacijskih marginalnih cijena u pojedinim čvorovima mreže, definiraju se kriteriji planiranja i metodologija primjerena tržišnim okolnostima.

Ključne riječi: planiranje razvoja prijenosne mreže, tržišne okolnosti, stohastičko modeliranje, optimalni tokovi snaga, lokacijske marginalne cijene.

1. UVOD

Otvaranje tržišta električnom energijom uzrokuje potrebu za drugačijim pristupom planiranju razvoja prijenosnih mreža. U odnosu na problematiku planiranja unutar vertikalno integriranih kompanija mijenja se funkcija cilja u planiranju (kriteriji planiranja) te se naglašava nužnost uzimanja u obzir niza nesigurnosti koji se uvođenjem tržišta pojavljuju. S obzirom na posljednje navedeno, razvoj prijenosne mreže sve manje postaje predmet matematičke optimizacije i determinističkih simulacija budući da je očito nelogično tražiti optimalnu konfiguraciju (koja rezultira minimalnim investicijama za željenu sigurnost pogona) s nizom nesigurnih ulaznih podataka koji ulaze u funkciju cilja čiji se optimum traži uvažavajući definirana ograničenja. Sve više se prepoznaje da je postupak planiranja u tržišnim okolnostima nužno provesti uvažavajući što više nesigurnosti u planiranju i minimizirajući rizik koji je povezan s procesom donošenja odluka o investicijama (*eng. decision making process*).

Postupci planiranja razvoja prijenosne mreže mogu se razvrstati u nekoliko kategorija [1] uvažavajući: nesigurnosti u planiranju (deterministički i nedeterministički pristupi), vremensko razdoblje planiranja (statički i dinamički pristup) i okruženje unutar kojeg se obavlja planiranje (vertikalno integrirane kompanije i tržišno okruženje). Jedan od postupaka planiranja razvoja prijenosne mreže unutar vertikalno integriranih kompanija, zasnovan na matematičko-optimizacijskom postupku metodom linearnog programiranja, opisan je u nas-

tavku teksta te je naglašeno zašto takav pristup više nije pogodan za planiranje unutar tržišnog okruženja.

2. OPTIMIZACIJA RAZVOJA PRIJENOSNE MREŽE UNUTAR VERTIKALNO INTEGRIRANE KOMPANIJE

Unutar vertikalno integriranih kompanija planiranje razvoja prijenosne mreže svodilo se na određivanje takve konfiguracije mreže koja će uz minimalne troškove razvoja i održavanja zadovoljavati postavljena tehnička ograničenja i omogućiti ekonomičan angažman elektrana. Planiranje razvoja mreže obavljalo se s obzirom na definirani plan izgradnje novih elektrana i prognozirano vršno opterećenje sustava. Nesigurnosti u navedenim veličinama modelirale su se, ukoliko su se uopće uzimale u obzir, formiranjem više scenarija s obzirom na proizvodnju i potrošnju električne energije. Planiranje razvoja mreže obavljalo se simulacijama rada sustava na računalu ili matematičko-optimizacijskim postupcima poput linearnog programiranja, dinamičkog programiranja, nelinearnog programiranja ili mješovitog cjelobrojnog programiranja [2]. Najčešće postavljani optimizacijski model za planiranje razvoja mreže bio je definiran na sljedeći način [3]:

$$\text{Min } F(x) = \left\{ \sum_{(i,j) \in \Omega} c_{ij} y_{ij} + \alpha e^T r \right\} \quad (1)$$

uz slijedeća ograničenja:

$$S \cdot f + g + r = d \quad (1.1)$$

$$f_{ij} - (\gamma_{ij}^0 + y_{ij})(\theta_i - \theta_j) = 0 \quad (1.2)$$

$$|f_{ij}| - y_{ij}\bar{\phi}_{ij} \leq \gamma_{ij}^0\bar{\phi}_{ij} \quad (1.3)$$

$$0 \leq g \leq \bar{g} \quad (1.4)$$

$$0 \leq r \leq d \quad (1.5)$$

$$y_{ij} = n_{ij}\tilde{\gamma}_{ij} \quad (1.6)$$

$$0 \leq n_{ij} \leq \bar{n}_{ij} \quad (1.7)$$

$$\forall (i, j) \in \Omega \quad (1.8)$$

gdje su:

c_{ij} – inkrementalni trošak pojačanja mreže između čvorova i, j (novčanih jedinica/MW)

y_{ij} – diskretne vrijednosti admitancija novih grana (pojačanja) između čvorova i, j

α – faktor kojim se penalizira redukcija potrošnje

e – jedinični vektor

r – iznos reduciranog opterećenja radi održavanja opterećenja grana mreže unutar dozvoljenih granica

S – matrica incidencije grana – čvor

f – vektor aktivnih tokova snaga kroz grane mreže

g – vektor injekcije snage u čvorove (proizvodnja)

d – vektor ponora snage u čvorovima (potrošnja)

f_{ij} – tok aktivne snage između čvorova i, j

γ_{ij}^0 – admitancija postojećih grana između čvorova i, j

θ_i – kut napona u čvoru i

θ_j – kut napona u čvoru j

$\bar{\phi}_{ij}$ – omjer između maksimalno dozvoljenog opterećenja grane $i - j$ i admitancije postojećih grana između čvorova i, j

$$(\bar{\phi}_{ij} = \frac{\tilde{f}_{ij}}{\gamma_{ij}^0})$$

\bar{g} – vektor maksimalnih injekcija snage u čvorove

$\tilde{\gamma}_{ij}$ – admitancija nove grane između čvorova i, j

\bar{n}_{ij} – maksimalni broj grana koje se mogu smjestiti između čvorova i, j

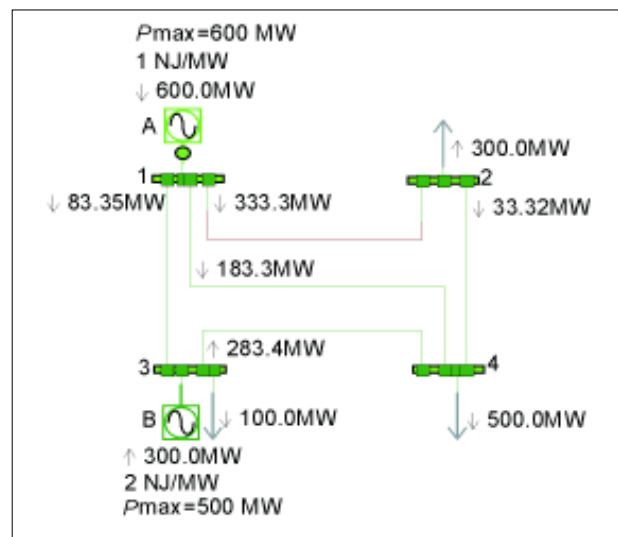
Ω – skup svih grana u kojima je moguće izvršiti pojačanje (dodavanje novih grana).

Radi se o mješovitom cjelobrojnom, nelinearnom optimizacijskom problemu koji se ne može riješiti klasičnim optimizacijskim postupcima, pa je razvijeno više posebnih metoda rješavanja problema (npr. metoda grananja [4], metoda dekompozicije, genetski algoritmi i dr.). Budući da se radi o problemu s više lokalnih minimuma pozornost je posvećivana pronalaženju metode rješavanja koja će iznaći rezultat što bliže globalnom optimumu (minimumu).

Valja primijetiti da su u problemu planiranja razvoja mreže postavljenom prema (1) vektori injekcija snage u čvorove (g) i ponora snage u čvorovima (d) unaprijed

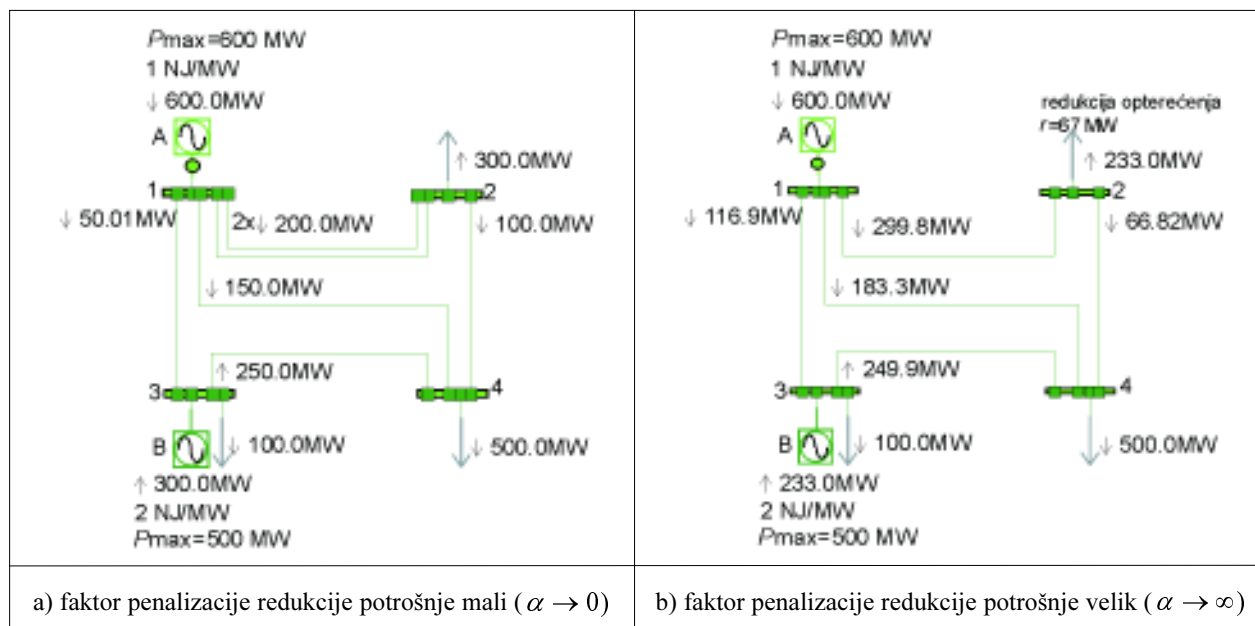
poznati (odnose se na angažman elektrana i opterećenja u trenutku maksimalnog opterećenja promatranog sustava), što u tržišnom okruženju više neće biti ispravna postavka. Nesigurnosti vezane za proizvodnju odnose se na lokacije i snage novih elektrana, vrstu goriva, troškove goriva (proizvodnje), poslovnoj strategiji vlasnika elektrana u svezi s ponudom na tržištu, angažman elektrana u sustavu, hidrologiju i dr. Nesigurnosti vezane za opterećenja čvorova proizlaze iz tradicionalne nesigurnosti planiranja porasta potrošnje električne energije, ali i iz cjenovne elastičnosti potrošnje, odnosno nepoznate reakcije potrošača na trenutne cijene električne energije (moguće je pretpostaviti da će potrošači na visoke cijene reagirati smanjenjem potrošnje).

Da bismo ilustrirali problematiku planiranja razvoja prijenosne mreže u otvorenom tržištu električnom energijom i nepovoljnost primjene optimizacijskog algoritma (1) u takvim uvjetima poslužimo se sljedećim primjerom. Slika 1 prikazuje jednostavnu mrežu s dva generatora, tri tereta i pet vodova. Generator A maksimalne snage 600 MW ima trošak proizvodnje 1 novčanu jedinicu/MW (NJ/MW). Generator B maksimalne snage 500 MW ima trošak proizvodnje 2 novčane jedinice/MW. Vodovi između čvorova 1-2, 1-3, 2-4 i 3-4 imaju istu impedanciju. Vod između čvorova 1-4 ima dva puta veću impedanciju. Maksimalno dozvoljeno opterećenje svih vodova iznosi 300 MW. Tereti u situaciji vršnog opterećenja raspoređeni su u čvorovima 2 (300 MW), 3 (100 MW) i 4 (500 MW). Promatramo situaciju kada su sve grane raspoložive i radi pojednostavljenja ne uzimamo u obzir kriterij sigurnosti (n-1).



Slika 1. Konfiguracija i tokovi snaga na test modelu mreže

Ukoliko bismo promotrili tokove snaga mrežom primijetili bismo da dolazi do preopterećenja grane 1-2 pri angažmanu elektrana prema rastućim troškovima proizvodnje (traži se minimum ukupnih troškova proizvodnje), pa je istu nužno pojačati. Optimizacijski algoritmi



Slika 2. Rezultati optimizacijskog algoritma (1) ovisno o penalizaciji redukcije potrošnje

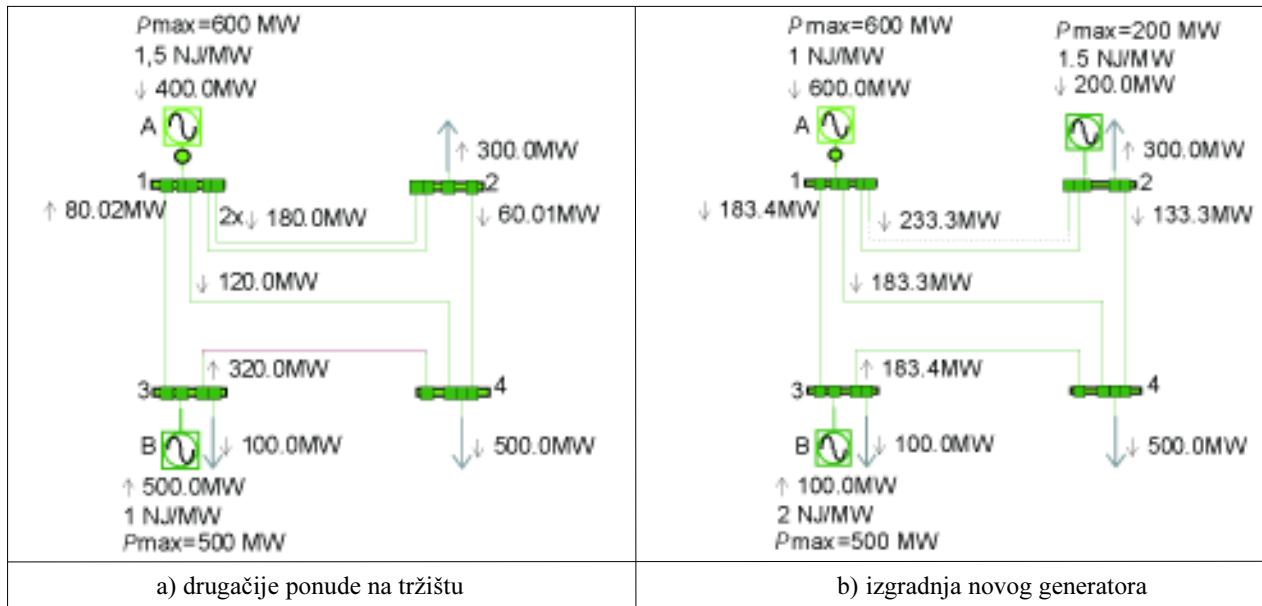
tam (1) uputio bi nas na pojačanje mreže između čvorova 1 i 2 (slika 2a) ukoliko je faktor α kojim se penalizira redukcija potrošnje dovoljno mali (u suprotnom došlo bi do redukcije potrošnje u čvoru 2 za 67 MW, a mreža se ne bi pojačavala – slika 2b). Pri tom smo pretpostavili da je između čvorova 1 i 2 moguće izgraditi maksimalno jednu novu granu iste duljine te materijala i presjeka vodiča (ista impedancija) kao i na postojećem vodu. Preopterećenje u razmatranj situaciji moguće je otkloniti i izgradnjom novog voda između čvorova 1 i 4, ali ga optimizacijski algoritam odbacuje budući da potencijalno pojačanje između 1-4 ima dva puta veći investicijski trošak nego pojačanje 1-2.

Ukoliko nadležan subjekt za pogon sustava (vertikalno integrirana kompanija) ocijeni da je neprihvatljivo u razmatranj situaciji obavljati redukciju opterećenja, odlučit će se za investiciju u novi vod između čvorova 1-2 (daljnjim razmatranjima uvidjeli bismo da preraspodjelom angažmana elektrana, a time i većim troškovima proizvodnje, nije moguće otkloniti preopterećenje voda 1-2). Bitno je napomenuti da, ukoliko preopterećenje u razmatranj situaciji nastaje samo kada dođe do ispada jedne grane sustava (kao da imamo dva voda između 1-2 te promatramo n-1 kriterij sigurnosti), subjekt koji donosi odluku o investiranju u pojačanje mreže najčešće zanemaruje vjerojatnost ispada kritične grane i vrijeme trajanja vršnog ili visokog opterećenja tijekom kojih može doći do preopterećenja u mreži. Ukoliko bi i to uzeli u obzir, te ukoliko bi primijenili ekonomski kriterij planiranja umjesto čisto tehničkog kriterija sigurnosti (n-1), planeri bi morali promatrati godišnje krivulje trajanja opterećenja te stohastički modelirati uklopno stanje mreže preko očekivane raspoloživosti grana.

Zamislimo sada da se čitava situacija događa unutar otvorenog tržišta električnom energijom. Generatori A

i B su samostalne profitne kompanije koje se natječu na tržištu, a svoje ponude šalju operatoru tržišta koji ih razvrstava prema minimumu troškova proizvodnje i plan angažmana elektrana prosljeđuje operatoru sustava koji brine za pogon i sigurnost. Potrošači električne energije reaguju na visoke cijene tako da smanjuju svoju potrošnju (visoka cjenovna elastičnost). Operator sustava je zadužen za planiranje razvoja prijenosne mreže i ustanovljava da mu se prethodno opisana situacija (preopterećenje grane 1-2) događa u srednjoročnom razdoblju ukoliko se ostvare predviđene stope porasta potrošnje koje rezultiraju opterećenjima prema slici 1, ukoliko potrošači ne reaguju na trenutnu cijenu električne energije (elastičnost jednaka nuli) te ukoliko proizvođači zadrže iste troškove proizvodnje (cijene goriva se ne mijenjaju, ista poslovna strategija). Uz takve pretpostavke operator sustava planira isto pojačanje mreže kao i u prethodnom primjeru (slika 2a), dobiva suglasnost regulatorne agencije te pokreće investiciju u izgradnju novog voda budući da je od trenutka donošenja odluke o investiciji do puštanja u pogon novog voda potrebno najmanje pet godina. Radi investicije u novi vod regulatorna agencija odobrava povećanje naknade za prijenos električne energije uvažavajući visinu investicije i dozvoljenu stopu povrata kapitala. Veću cijenu prijenosa plaćaju svi (proizvođači, potrošači) ili dio sudionika na tržištu (potrošači) ovisno o tarifnom sustavu.

Odluka o investiranju u novi vod može biti pogrešna radi nesigurnosti koje se javljaju u postupku planiranja što ćemo ilustrirati sljedećim primjerima. Novi vod 1-2 je izgrađen i u pogonu. Pretpostavimo da se u budućem promatranom trenutku točno ostvarilo predviđeno maksimalno opterećenje sustava te da potrošači ne reaguju na trenutnu cijenu električne energije (potrošnja

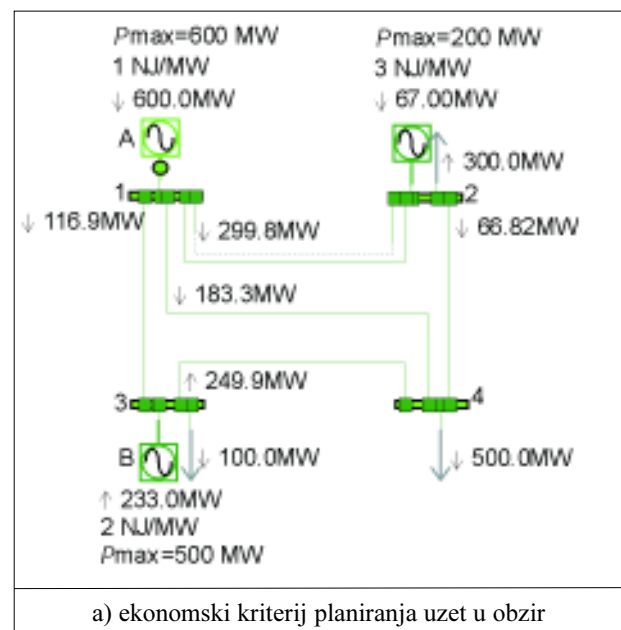


Slika 3. Primjeri pogrešne odluke o investiranju radi nesigurnosti proizvodnih postrojenja

neovisna o cijeni). Zamislimo da su proizvođači električne energije (generatori A i B) promijenili poslovnu politiku te da sada generator A nudi proizvodnju po cijeni $1,5$ NJ/MW a generator B po 1 NJ/MW. Operator tržišta će napraviti raspored angažmana po kojem je generator B angažiran s 500 MW, a generator A s 400 MW (slika 3a). U razmatranoj situaciji dolazi do preopterećenja voda 3-4 koji u sagledavanjima operatora sustava nije bio ugrožen. Da je uzeo u obzir nesigurnost vezanu za angažman elektrana operator sustava bi odlučio da mrežu pojača između čvorova 3 i 4, a ne 1 i 2. Zamislimo dalje situaciju u kojoj su ponude postojećih generatora ostale iste, ali je na mrežu priključen novi generator C u čvoru 2 (slika 3b), maksimalne snage 200 MW uz nizak trošak proizvodnje. U takvoj situaciji niti jedna grana mreže nije preopterećena, ali je novi vod 1-2 suvišan (bez njega također nema preopterećenja, zanemarujemo kriterij sigurnosti).

Ukoliko novi generator C ima najveći trošak proizvodnje, a novi vod 1-2 nije izgrađen, operator sustava preopterećenje voda 1-2 može rješavati preraspodjelom angažmana elektrana kako je to naznačeno na slici 4. Radi angažiranja skupog generatora C dolazi do povećanih troškova proizvodnje (razliku troškova proizvodnje nakon redispečiranja i troškova inicijalne proizvodnje nazivamo troškovima zagušenja), ali se opterećenja svih grana mogu održati unutar dozvoljenih granica bez investiranja u pojačanja mreže. Navedeno vrijedi ukoliko operator sustava uzima u obzir ekonomske kriterije planiranja (pokušava ekonomski optimirati potreban razvoj mreže) i ukoliko je godišnji trošak zagušenja manji od anuiteta investicije u novi vod. Napomenimo da u promatranoj situaciji generator C ima znatnu tržišnu moć (*eng. market power*) što znači da

tržište nije ekonomski efikasno. Ukoliko se primjenjuje metoda poštanske marke u određivanju naknada za prijenos (svi plaćaju istu naknadu bez obzira na lokaciju), razmatrana situacija u budućnosti neće biti vidljiva potencijalnom investitoru u izgradnju elektrane, pa će on možda odabrati neku drugu lokaciju za njenu izgradnju (među ostalim i čvor 1 čime će izazvati dodatna zagušenja mreže i uzrokovati potrebu njenih daljnjih pojačanja). Ako se naknada za prijenos određuje prema lokaciji u mreži (lokacijske marginalne cijene –



Slika 4. Primjeri pogrešne odluke o investiranju radi nesigurnosti proizvodnih postrojenja i primijenjenih kriterija planiranja

više o tome u poglavlju 5), investitor će dobiti jasan signal da mu se priključak na mrežu u čvoru 2 može isplatiti jer mu pruža mogućnost angažiranja po većoj cijeni radi otklanjanja zagušenja u mreži.

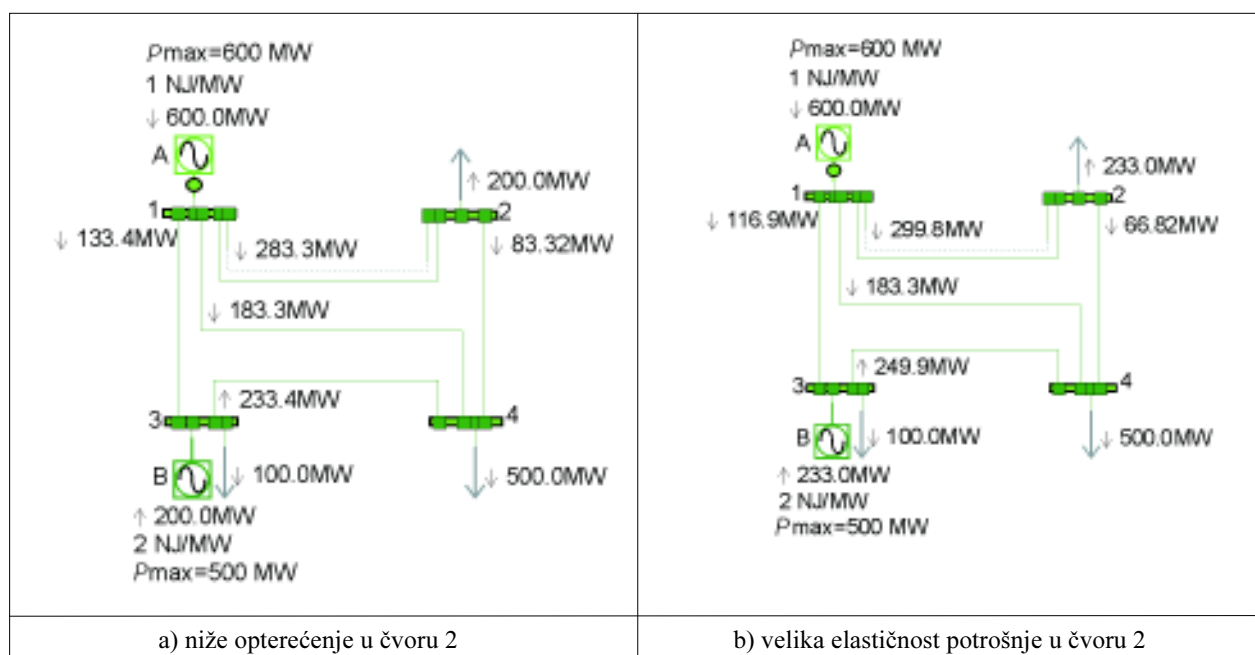
Promotrimo dalje situaciju koja pokazuje pogrešku u donošenju odluke o investiranju radi nesigurnosti opterećenja (visina opterećenja i cjenovna elastičnost potrošnje). Neka je ostvarena niža stopa porasta potrošnje (opterećenja) u čvoru 2. Opterećenje čvora 2 neka iznosi 200 MW u trenutku nastanka vršnog opterećenja sustava (planirano opterećenje je 300 MW). Situaciju u mreži tada prikazuje slika 5a. U mreži neće doći ni do kakvih preopterećenja pri angažmanu elektrana prema rastućim ponudama pa je novi vod 1-2 suvišan. U idućoj zamišljenoj situaciji neka opterećenje čvora 3 bude 300 MW, ali uz visoku cjenovnu elastičnost potrošnje. Radi nastanka zagušenja u mreži nužno je angažirati druge generatore (nisu prikazani na slikama) ili kupiti električnu energiju po visokoj cijeni iz udaljenijih sustava. Cijena električne energije u tom trenutku značajno raste, a potrošači koji se napajaju preko čvora 2 reagiraju na visoke cijene tako da smanjuju potrošnju. Smanjeno opterećenje dovodi do normalnog stanja mreže i situacija se stabilizira a da novi vod 1-2 nije sagrađen (slika 5b). Razmatrano stanje rezultira istim prilikama u mreži kao na slici 2b, ali bez ikakvih troškova neisporučene električne energije (dakle i nezadovoljstva potrošača ili pričinjene štete potrošačima) budući da su oni sami smanjili potrošnju reagirajući na tržišnu cijenu električne energije.

Iz prethodnih primjera možemo jasno zaključiti nekoliko bitnih stvari vezanih za planiranje razvoja prijenosne mreže u tržišnim okolnostima:

- planiranje razvoja treba provoditi uzimajući u obzir nesigurnosti koje se javljaju u budućnosti,
- tradicionalni matematičko-optimizacijski postupci i deterministički modeli nisu primjereni za planiranje u tržišnim uvjetima (bez značajnijih nadopuna),
- svaka odluka o investiranju u mrežu nosi određeni rizik, pa je bitno definirati stupanj prihvatljivosti rizika i provoditi analize rizika,
- odluke o investiranju značajno ovise o primijenjenim kriterijima planiranja, koje je potrebno definirati ovisno o strateškom pogledu na ulogu prijenosne mreže unutar tržišta električnom energijom (ekonomski optimalna ili dovoljno sigurna mreža, mora li omogućiti potpunu konkurenciju bez obzira na troškove njenog razvoja i dr.),
- imajući u vidu nužnost uključivanja nesigurnosti u planiranje, potrebu analize rizika i nužnost ekonomskog sagledavanja razvoja mreže vidljiva je jasna prednost probabilističkih metoda planiranja u odnosu na dosadašnje uglavnom primjenjivane postupke determinističke analize ili matematičke optimizacije,
- razvoj prijenosne mreže unutar tržišnog okruženja poželjno je poticati uvođenjem tržišnih signala prije svega preko naknada za prijenos (prednost uvođenja naknada za korištenje mreže po lokacijama ili zonama u odnosu na metodu poštanske marke u dovoljno velikim sustavima).

3. STOHAISTIČKO MODELIRANJE ULAZNIH PODATAKA

Kod planiranja razvoja prijenosnih mreža potrebno je provesti razne analize (proračun tokova snaga, proračun



Slika 5. Primjeri pogrešne odluke o investiranju radi nesigurnosti u potrošnji (visina opterećenja, elastičnost potrošnje)

kratkog spoja, analiza stabilnosti itd.). Da bi se moglo sagledati ponašanje sustava u analiziranom periodu potrebno je izvršiti veliki broj proračuna. Bez obzira na veliki broj takvih proračuna teško je obuhvatiti sva moguća stanja sustava. Ovo je naročito izraženo što je razdoblje planiranja duže. Budući da je riječ o analizi budućih stanja sustava, pretpostavljaju se vrijednosti relevantnih veličina na osnovi provedenih prognoza pomoću odgovarajućih matematičkih modela i/ili na osnovi iskustava planera. Kako je riječ o prognozi postavlja se pitanje hoće li se pretpostavljene vrijednosti ostvariti, tj. koja je vjerojatnost njihove pojave. Ovo nas odmah asocira na postojanje skupova relevantnih veličina (skupovi relevantnih ekonomskih veličina – cijena investicijskog kapitala, troškovi pojačanja pojedinih elemenata prijenosne mreže, troškovi održavanja elemenata prijenosne mreže, cijena goriva, cijena isporučene električne energije, cijena neisporučene električne energije, cijena zemljišta, itd.); skupova relevantnih tehničkih veličina – pouzdanost pogona pojedinih elemenata prijenosne mreže, opterećenje u čvorištima, moguća proizvodnja, tranzit, dozvoljena opterećenja elemenata mreže, itd. i skupova relevantnih ekoloških veličina – potencijalne lokacije za nove objekte prijenosne mreže, vizualno uklapanje u okolinu, buka, ispuštanje plinova u atmosferu, ispuštanje raznih ulja u zemlju, utjecaj na lokalnu floru i faunu itd.). Pri tom ovi skupovi mogu biti tretirani kao izraziti skupovi (engl. *crisp sets*) ili kao neizraziti skupovi (eng. *fuzzy sets*). Elementi ovih skupova su slučajne veličine koje međusobno mogu biti stohastički zavisne ili stohastički nezavisne, što ovisi o njihovim fizikalnim značajkama. Modeliranje stohastičkog pristupa analizi utjecajnih faktora u prijenosnoj mreži je veoma izazovan zadatak, kako za znanstvenike, tako i za stručnjake iz prakse. Do danas su razvijeni razni deterministički i stohastički modeli za analizu prijenosne mreže. Stohastički modeli su se bazirali na teoriji izrazitih skupova. Međutim, u zadnje vrijeme sve više se razvijaju modeli bazirani na teoriji neizrazitih skupova, tj. na fuzzy teoriji koja je mnogo bliža stvarnom poimanju svijeta oko nas.

Planiranje razvoja prijenosne mreže bazira se na sintezi detektiranih mogućih potreba, tj. na identifikaciji strukturnih potreba pomoću modela scenarijske ili varijantne analize. Pojedini scenariji se biraju na osnovi tehnno-ekonomskih analiza i pripadnih funkcija vjerojatnosti ako je riječ o izrazitom skupu ili odgovarajućih funkcija pripadnosti, ako je riječ o neizrazitom skupu. Pri tom je potrebno voditi računa o ekološkim kriterijima (vizualnim, zvučnim i drugim onečišćenjima okoliša), jer će ubuduće prostor za izgradnju elemenata prijenosne mreže (vodova, trafostanica, razvodnih postrojenja itd.) biti sve više limitiran.

Da bi se provela bilo kakva statistička analiza potrebno je prethodno formirati skupove (uzorke) prije spomenutih relevantnih veličina. Prikupljanje vrijednosti elemenata ovih skupova je veoma zahtjevan posao i potrebno je mnogo vremena i truda. Za detaljno poznavanje

karakteristika ovih skupova potrebno je izučiti pripadne empirijske distribucije čije su numeričke vrijednosti diskontinuirane. Diskontinuirana ili diskretna slučajna varijabla (relevantna veličina) nekog od prije spomenutog izrazitog skupa je varijabla koja poprima niz vrijednosti (x_1, x_2, \dots, x_n) , s pripadnom vjerojatnošću $(p(x_1), p(x_2), \dots, p(x_n))$, gdje je n ukupni broj elemenata razmatranog skupa. Pri tom suma ovih vjerojatnosti mora biti jednaka jedinici. Niz vrijednosti koje prima slučajna varijabla može biti i beskonačan ($n \rightarrow \infty$). Skup svih parova $\{x_i, p(x_i)\}, i=1, 2, \dots, n$, tvori razdiobu (distribuciju) slučajne varijable x . Pravilo po kojem svakoj vrijednosti x_i pripada vjerojatnost $p(x_i)$ definira se kao funkcija vjerojatnosti slučajne varijable x . Kako je već prije rečeno, osim izrazitih skupova u novije vrijeme se u analizi prijenosnih mreža koriste i neizraziti skupovi. Neizraziti skupovi predstavljaju poopćenje izrazitih skupova na način da se dozvoljava da stupanj pripadnosti slučajne varijable skupu može poprimiti bilo koju vrijednost unutar intervala $[0, 1]$, za razliku od izrazitih skupova gdje slučajna varijabla može biti unutar skupa ili izvan skupa (ne pripada skupu), tj. stupanj njene pripadnosti ima vrijednost 1 ili 0.

Općenito neka postoji univerzalni skup X čiji su elementi slučajne varijable x ($x \in X$). Element x pripada ili ne pripada izrazitom podskupu A . Pri tom je A podskup X ($A \subseteq X$). Pripadnost podskupu se može označiti s 1, a nepripadnost s 0. Ovo se može napisati na sljedeći način $A = \{(x, 1) \mid x \in X\}$, odnosno skraćeno $A = \{x \mid x \in X\}$. Neizraziti podskup \underline{A} je podskup X ($\underline{A} \subseteq X$). Pri tom stupanj pripadnosti elementa x podskupu \underline{A} može poprimiti bilo koju vrijednost unutar intervala $[0, 1]$. Ovo se može napisati kao $\underline{A} = \{(x, \mu_{\underline{A}}(x)) \mid x \in X\}$. $\mu_{\underline{A}}(x)$ se naziva stupnjem pripadnosti ili funkcijom pripadnosti elementa x podskupu \underline{A} . Suma svih stupnjeva pripadnosti elemenata u neizrazitom skupu ne mora biti jednaka jedinici. Primjena neizrazitih skupova vezana je za modeliranje problema u elektroenergetskom sustavu koji su karakterizirani nepreciznim i dvosmislenim informacijama. Generalno se može reći da je to: u procesima gdje je involvirana ljudska interakcija (ljudsko rezoniranje ili intuitivno razmišljanje), kod ekspertnog definiranja pravila po kojima se ponaša analizirani sustav i pri tom su relevantne varijable elementi neizrazitih skupova, te kada se ne može definirati egzaktni matematički model ili je toliko složen da je praktički neuporabiv.

Stohastički pristup podrazumijeva analizu velikog broja mogućih scenarija i zahtijeva mnogo vremena za računanje, a rezultat u pravilu nije jednoznačan. Najčešće upotrebljavana metoda je metoda Monte-Carlo simulacije ili njene izvedenice.

3.1. Ekonomski faktori

U tržišnim uvjetima transakcije između financijskih entiteta su u pravilu definirane tržišnim zakonitostima.

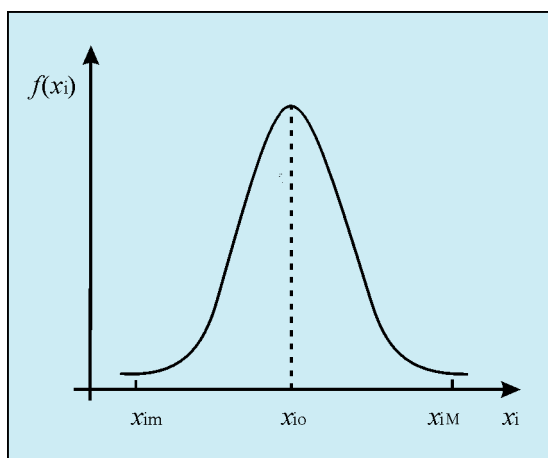
U skladu s tim financijske transakcije, koje su ulazne varijable kod raznih analiza prijenosne mreže, su po svom karakteru slučajne varijable. One su u većini slučajeva međusobno stohastički nezavisne. Pri tom se od prijenosnih kompanija očekuje da kontinuirano poboljšavaju financijske efekte, tj. posluju uspješno i to uz što je god moguće veću stopu profita, odnosno povrata kapitala investitorima (neposredni dioničari, dioničarski investicijski fondovi, vlada i dr.) uz istodobno poboljšavanje ili barem održavanje dostignutog nivoa pouzdanosti prijenosne mreže. Ovo rezultira pojavom krucijalnog pitanja: što i kada treba napraviti u prijenosnoj mreži?

Ekonomске varijable (troškovi, odnosno cijene), koje su ulazne veličine modela planiranja razvoja prijenosne mreže u tržišnim uvjetima, mogu se podijeliti u sljedeće osnovne grupe:

- troškovi izgradnje novog elementa prijenosne mreže,
- troškovi pojačavanja postojećeg elementa prijenosne mreže,
- cijena kapitala (stopa povrata),
- cijena prostora za izgradnju novog elementa prijenosne mreže,
- troškovi zaštite okoliša,
- troškovi goriva,
- cijena isporučene električne energije,
- cijena neisporučene električne energije,
- itd.

Analogno se mogu prikazati i drugi prije spomenuti ekonomski faktori. U kojem obliku će one biti prikazane kao ulazne veličine ovisi o tome koristi li se kod analize teorija izrazitih ili neizrazitih skupova.

Ako se koristi teorija izrazitih skupova, onda se ove veličine prikazuju pomoću očekivanih (prosječnih ili srednjih) vrijednosti (x_0), standardnih devijacija (s), funkcija vjerojatnosti ($f(x)$), što podrazumijeva poznavanje tipova distribucija i očekivanih gornjih (x_M) i do-



Slika 6. Razdioba slučajnih varijabli

njih (x_m) limita. Budući da je u nekim slučajevima teško egzaktno definirati o kojim se distribucijama radi tada se pretpostavlja da se slučajne varijable ponašaju po normalnoj razdiobi (slika 6).

Prikazana funkcija vjerojatnosti ima svoju matematičku formu.

$$f(x_i) = \frac{1}{\sigma_i \sqrt{2\pi}} e^{-\frac{1}{2} \left(\frac{x_i - x_{i0}}{\sigma_i} \right)^2} \quad (2)$$

$$i = 1, 2, 3, \dots, N_{iu}.$$

gdje je N_{iu} ukupni broj izrazitih skupova.

Vjerojatnost ($p(x_{ij})$) da varijabla x_{ij} primi vrijednost iz j -tog razreda (intervala $[x'_{ij}, x''_{ij}]$) jednaka je površini ispod krivulje vjerojatnosti nad dotičnim razredom. Pri tom je $x_{ij} \in [x'_{ij}, x''_{ij}]$. Ona je određena sljedećim izrazom:

$$p(x_i) = (x''_{ij} - x'_{ij}) f(x_{ij}) \quad (3)$$

Pri tom su u našem slučaju:

- x_1 – slučajne varijable izrazitog skupa troškova izgradnje novog elementa prijenosne mreže,
- x_2 – slučajne varijable izrazitog skupa troškova pojačavanja postojećeg elementa prijenosne mreže,
- x_3 – slučajne varijable izrazitog skupa cijena kapitala (stopa povrata),
- x_4 – slučajne varijable izrazitog skupa cijena prostora za izgradnju novog elementa prijenosne mreže,
- x_5 – slučajne varijable izrazitog skupa troškova zaštite okoliša,
- x_6 – slučajne varijable izrazitog skupa troškova goriva,
- x_7 – slučajne varijable izrazitog skupa cijena isporučene električne energije,
- x_8 – slučajne varijable izrazitog skupa cijena neisporučene električne energije

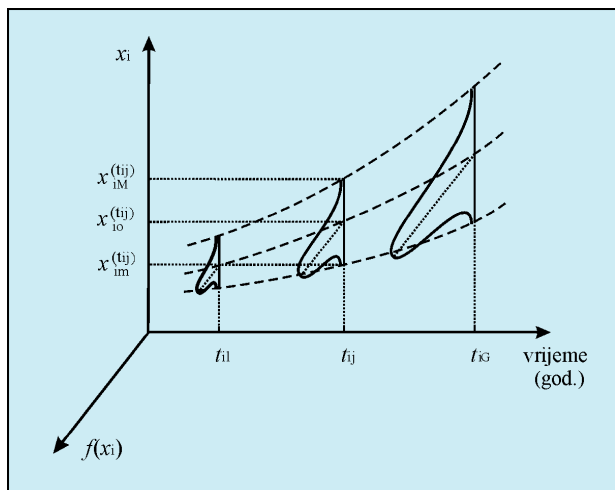
⋮

Na isti način se mogu prikazati i druge poznate distribucije.

Promatraju li se neki izraziti skupovi kroz vremensku dimenziju, onda se to može prikazati i na sljedeći način (slika 7).

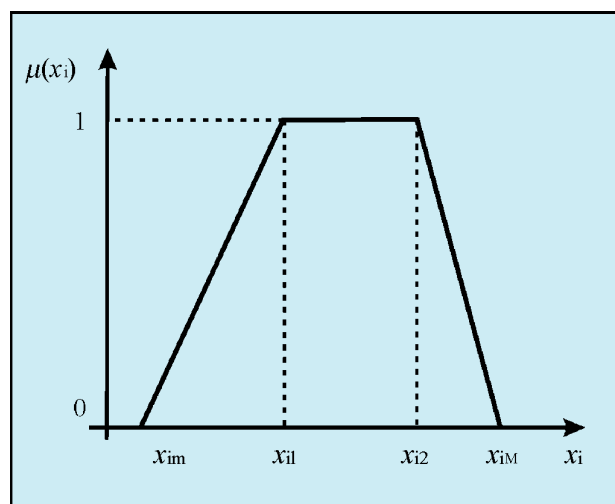
Ako se koristi simulacijski model onda se generatorom pseudoslučajnih brojeva uzimaju vrijednosti ovih slučajnih varijabli.

Koristi li se teorija neizrazitih skupova onda se ove veličine prikazuju pomoću funkcije pripadnosti varijable neizrazitom skupu i očekivanih gornjih i donjih limita. Funkcije pripadnosti mogu imati razne oblike. U dosadašnjoj praksi najčešće su se koristili trapezni i



Slika 7. Izraziti skupovi kroz vremensku dimenziju

trokutni oblici. Na sljedećoj slici je prikazan trapezni oblik.

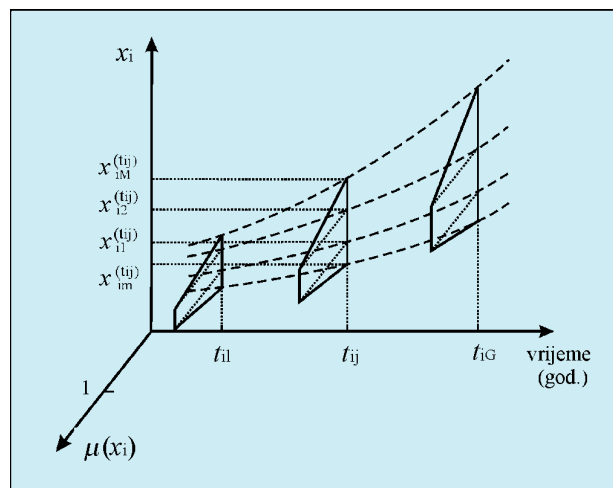


Slika 8. Funkcija pripadnosti neizrazitom skupu

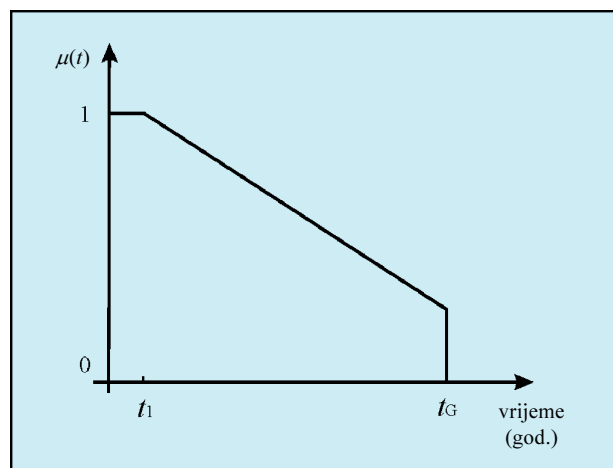
Prikazana funkcija pripadnosti ima svoju matematičku formu:

$$\mu(x_i) = \begin{cases} 0 & \text{za } x_i \leq x_{im} \\ \frac{1}{x_{i1} - x_{im}} (x_i - x_{im}) & \text{za } x_{im} \leq x_i \leq x_{i1} \\ 1 & \text{za } x_{i1} \leq x_i \leq x_{i2} \\ \frac{1}{x_{i1} - x_{iM}} (x_i - x_{iM}) & \text{za } x_{i2} \leq x_i \leq x_{iM} \\ 0 & \text{za } x_i \geq x_{iM} \end{cases} \quad (4)$$

Promatraju li se neki neizraziti skupovi kroz vremensku dimenziju onda se to može prikazati kao na slici 9 ili slici 10 gdje je uvažena samo vremenska komponenta. Kako se vidi sa slike 9 funkcija pripadnosti može se mijenjati tokom vremena. Na slici 10 prikazana je funkcija pripadnosti neizrazitom vremenskom skupu. Kako se vidi funkcija ima sve manju i manju vrijednost što se više udaljavamo u budućnost. To se može odnositi na prognoziranje bilo koje fizikalne veličine, jer je poznato da su dugoročne prognoze neizvjesnije.



Slika 9. Neizraziti skupovi kroz vremensku dimenziju



Slika 10. Funkcija pripadnosti vremenskom neizrazitom skupu

3.2. Tehnički faktori

Analize prijenosne mreže (tokovi snaga, optimalni tokovi snaga, kratki spoj, stabilnost i dr.) provode se na odgovarajućim modelima. Ovi modeli zahtijevaju poznavanje topologije mreže te odgovarajuće tehničke podatke elemenata (vodova, transformatora, kompenzacijskih uređaja, generatora, zaštitnih releja itd.). Pored podataka mreže potrebno je poznavati i ostale pogon-

ske podatke kao što su: opterećenja u čvorovima, angažiranje agregata, položaj regulacijske sklopke kod transformatora s uzdužnom ili poprečnom regulacijom itd. Pri tom treba uzeti u obzir i susjedne prijenosne mreže. Kod determinističkog pristupa podrazumijeva se da su ulazni podaci egzakti i u skladu s tim dobiveni rezultati će biti egzakti. Međutim, topološka struktura analiziranog sustava je u funkciji raspoloživosti njegovih elemenata. Predviđanje opterećenja u čvorovima povezano je s većom ili manjom nesigurnošću, kao i svako drugo prognoziranje. Angažiranje agregata je povezano s hidrološkom neizvjesnošću, ako se radi o hidroagregatima, odnosno s cijenom goriva i cijenom električne energije na otvorenom tržištu. Općenito se nesigurnosti modeliranja prijenosne mreže mogu podijeliti u tri osnovne grupe:

- topološka,
- vremenska,
- numerička.

Topološka nesigurnost je u funkciji pouzdanosti elemenata mreže, odnosno njihovoj raspoloživosti. Procjena pouzdanosti temelji se na analizama ispada pojedinih elemenata. Numerički prikaz raspoloživosti elemenata definira se s pripadnim vjerojatnostima da će biti u pogonu. Budući da je riječ o izrazitom skupu onda je:

$$p_i + q_i = 1 \quad (5)$$

$$i = 1, 2, \dots, N_g.$$

gdje je:

p_i – raspoloživost i-tog elementa,

q_i – neraspolaživost i-tog elementa,

N_g – ukupni broj elemenata mreže.

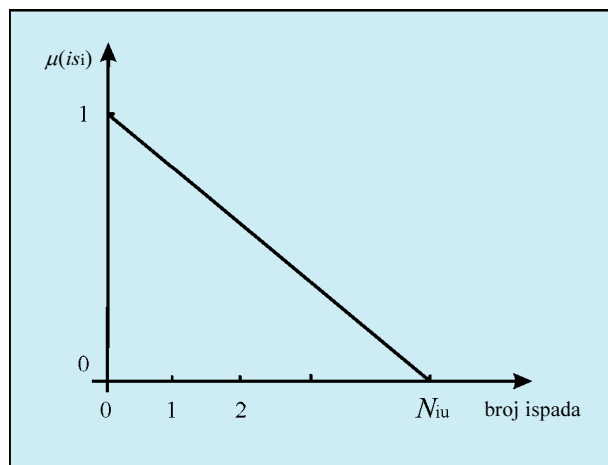
Kod korištenja simulacijskog modela odabir da li će neki element biti u pogonu (raspoloživ) obavlja se generatorom pseudoslučajnih brojeva jedinične uniformne razdiobe.

Primjenom teorije neizrazitih skupova mogu se uzeti u analizu različiti ukupni brojevi ispada (npr. u jednoj godini, ali to može biti i za bilo koji drugi vremenski period) na način da svaki od njih ima svoju vrijednost pripadnosti neizrazitom skupu. Funkcija pripadnosti ukupnog broja ispada nekog i-tog elementa u nekom vremenskom periodu obično se prikazuje kao na slici 11.

Pri tom se ovim ispadima mogu pridružiti i pripadna trajanja. N_{iu} je ukupni broj ispada i-tog elementa u nekom vremenskom periodu. Analizirajući sliku 11 uočava se jedna nelogičnost s obzirom na kontinuiranost broja ispada. Naime, ukupan broj ispada jednak npr. 1.5 fizikalno nema smisla. Stoga je u modelu broj ispada definiran kao cjelobrojna vrijednost, pa do spomenute nelogičnosti ne može doći.

Vremenska nepreciznost obično se odnosi na analizirane godine u budućnosti. Drugim riječima predviđanja za

neku godinu mogu biti ostvarena prije ili poslije predviđenog roka. Međutim, to ne utječe bitno na opisani postupak jer dolazi samo do vremenskog pomaka. Zbog toga dotičnu godinu često nazivamo “nazivnom godinom”. Vremenski ovisni relevantni tehnički faktori, kao elementi izrazitih i neizrazitih skupova, mogu biti prikazani u vremenskoj dimenziji na isti način kao i prethodno opisani ekonomski faktori.



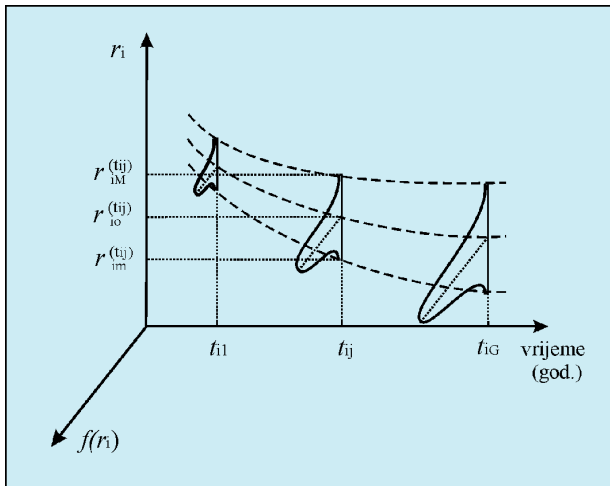
Slika 11. Funkcija pripadnosti ukupnog broja ispada elementa

Numerička nesigurnost odnosi se na nepreciznost ulaznih podataka. Najveća nesigurnost podataka odnosi se na opterećenja čvorišta, lokacije i snage budućih izvora (više termoelektrane nego hidroelektrane), te tranzite mrežom. Prognoziranje opterećenja (maksimalnog, minimalnog ili nekog drugog) zahtjevan je i težak zadatak zbog toga što se opterećenje sastoji od mnogo komponenti (vrsta trošila) o kojima nema detaljnih informacija vezanih za njihove karakteristike i broj. Osim analize opterećenja po komponentama, moguća je i analiza opterećenja po njihovoj strukturi (kućanstva, industrija, opća potrošnja, itd.). Strukturno prognoziranje opterećenja danas se često koristi. Pri tom se obično ne zanemaruju međusobni utjecaji opterećenja struktura i njihovih pripadnih društvenih proizvoda, kao i njihove veze s ukupnim društvenim proizvodom. Prognoziranje opterećenja, kako ukupnog tako i po strukturama, svodi se na predviđanje njihovih trendova porasta. Trend porasta se mijenja unutar analiziranog vremenskog intervala. Ako se radi o dugoročnim analizama, onda je ovaj interval najčešće dulji od 15 godina.

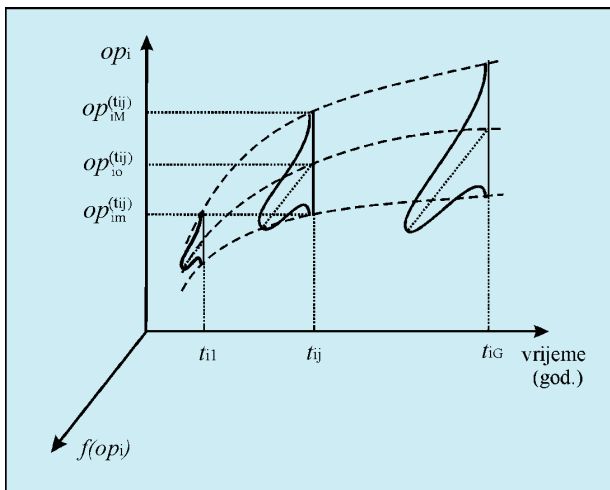
Godišnji porast opterećenja može se tretirati kao element izrazitog ili neizrazitog skupa. Ako se uzima kao element izrazitog skupa, onda se prikazuje pomoću očekivane vrijednosti (r_o) i standardne devijacije (σ). Pri tom se najčešće uzima da je distribuiran po normalnoj razdiobi kako je to prikazano na slici 6. Uzme li se u obzir vremenska dimenzija onda se može prikazati na način kako je to prikazano na slici 12. To znači da se u budućnosti očekuje smanjenje godišnjeg porasta op-

terećenja. U skladu s tim razmatrano opterećenje (op_i) bilo bi kao na slici 13. Razmatrano opterećenje može biti radnog (MW) ili reaktivnog (Mvar) karaktera.

Koristi li se teorija neizrazitih skupova, onda se promatrane veličine prikazuju pomoću funkcije pripadnosti varijable neizrazitom skupu i očekivanih gornjih i donjih ograničenja. Funkcije pripadnosti mogu imati razne oblike. Trapezni oblik funkcije pripadnosti opterećenja pripadnom neizrazitom skupu radnog ili reaktivnog opterećenja ima formu kao na slici 8. Promatraju li se prije spomenuti neizraziti skupovi kroz vremensku dimenziju onda se to može prikazati kao na slici 14. Pri tom je uvažena i vremenska komponenta.

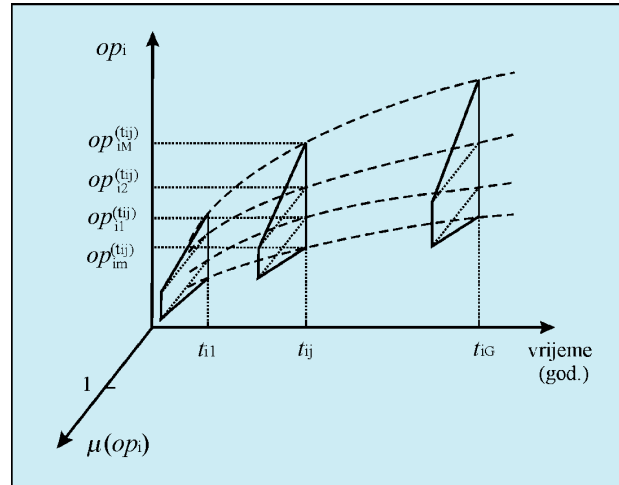


Slika 12. Trend godišnjeg porasta opterećenja tijekom analiziranog vremenskog intervala



Slika 13. Razmatrano opterećenje tijekom analiziranog vremenskog intervala

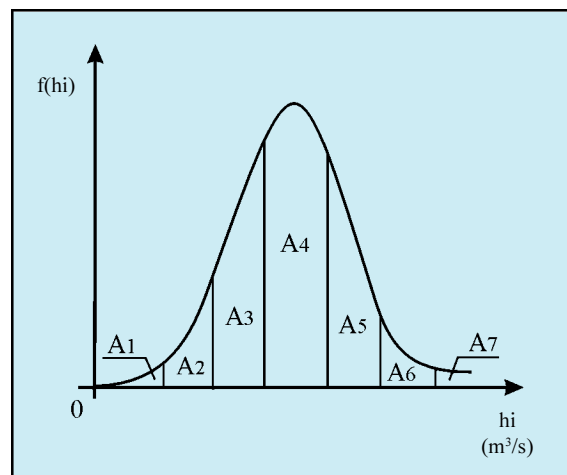
Vremenska komponenta može pripadati neizrazitom vremenskom skupu s adekvatnom funkcijom pripadnosti koja ima oblik kao na slici 10. Budući da je prognoziranje bilo koje fizikalne veličine neizvjesnije što



Slika 14. Neizraziti skup i-tog opterećenja u vremenskom prostoru

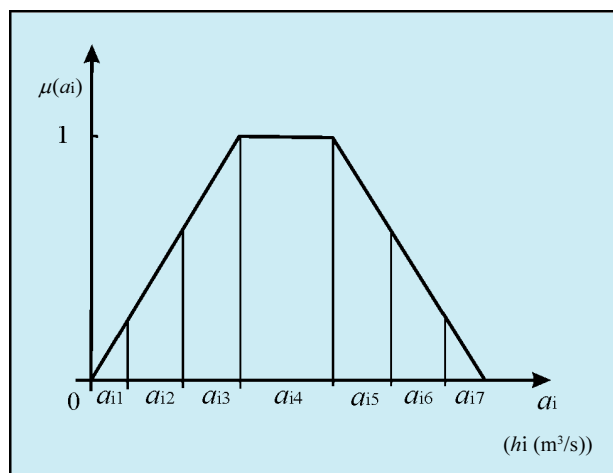
se više udaljavamo od sadašnjosti, to će iznosi funkcije pripadnosti biti sve manje.

Angažiranje agregata ovisi o predviđenom opterećenju, razmjenama, hidrologiji, cijenama goriva, raspoloživosti, te o njihovoj pogonskoj karti. Izvoz ili uvoz mogu se razmatrati na isti način kao i opterećenje. Ovisnost angažiranja agregata o hidrologiji je kod hidroelektrana direktna, dok je kod termoelektrana indirektna. Do sada je sve to bilo u funkciji ekonomskog dispečinga. Međutim, restrukturiranjem elektroenergetskog sektora i formiranjem tržišta električne energije nema više društveno optimalnog angažiranja agregata, već će angažiranje agregata biti vezano za direktne ugovore s potrošačima ili trgovcima (bilateralni ugovori) i o ponudenoj cijeni na otvorenom tržištu električne energije (burzi). Dosadašnje analize pokazuju da je hidrologija (na godišnjem nivou) riječnog slijeva na našim prostorima distribuirana po logaritamsko-normalnoj razdiobi (slika 15).



Slika 15. Logaritamsko-normalna razdioba dotoka (hidrologije)

U hrvatskoj praksi uobicajeno je da se hidrologija (dotok – m^3/s) tretira kao: ekstremno suha ($A1=0.05$), vrlo suha ($A2=0.1$), suha ($A3=0.2$), normalna ($A4=0.3$), vlažna ($A5=0.2$), vrlo vlažna ($A6=0.1$) i ekstremno vlažna ($A7=0.05$). Pri tom A_i , $i=1,2, \dots, 7$., predstavlja pripadnu vjerojatnost pojave. U zemljama s više riječnih sljevova potrebno je pored poznavanja distribucije pojedinog sljeva poznati i matricu s pripadnim koeficijentima korelacije (matrica kovarijanci). Ova problematika može se analizirati pomoću teorije neizrazitih skupova. U skladu s tim potrebno je definirati funkcije pripadnosti neizrazitom skupu hidrologije. One mogu izgledati kao na slici 16. Pri tom se može uvesti lingvistička varijabla (a_i , $i=1, 2, \dots, N_{sl}$, gdje je N_{sl} ukupni broj sljevova). Ova varijabla može poprimiti bilo koju vrijednost. U skladu s prije izloženim ona bi u našem slučaju imala sedam vrijednosti i to: a_{i1} ="ekstremno suha", a_{i2} ="vrlo suha", a_{i3} ="suha", a_{i4} ="normalna", a_{i5} ="vlažna", a_{i6} ="vrlo vlažna" i a_{i7} ="ekstremno vlažna". Pomoću lingvističkih varijabli može se definirati i međusobni hidrološki odnosi pojedinih sljevova. Analiziraju li se cijene goriva (ugljena, plina, nafte i dr.) tijekom proteklih godina uočava se njihova varijabilnost. Zbog konačnosti raspoloživih količina fosilnih goriva za očekivati je da će njihova srednja (očekivana) godišnja cijena ubuduće sve više rasti. To se može prikazati na način kako je to prezentirano na slici 7 za izrazite, odnosno na slici 9 za neizrazite skupove.



Slika 16. Funkcija pripadnosti neizrazitom skupu hidrologije

3.3. Ekološki faktori

Za očekivati je da će svakim danom sve više ljudi biti ekološki svjesno, odnosno da će jačati ekološka svijest stanovništva. Ekološki faktori kao što su vizualno i zvučno zagađenje te emitiranje štetnih sastojaka u okoliš (zrak, voda i zemlja) ukalkulirani su u cijenu prostora na kojima bi se gradili novi ili proširivali postojeći objekti prijenosne mreže. Način na koji se ova cijena

može prikazati opisan je u poglavlju 3.1. Kod razvoja modela za analizu razvoja prijenosne mreže baziranih na teoriji neizrazitih skupova moguće im je pridodati još dvije lingvističke varijable i to: ekološka svijest stanovništva i želja stanovništva za višim standardom.

4. ISTOSMJERNI TOKOVI SNAGA S OPTIMALNIM ANGAŽMANOM ELEKTRANA

Metodologija planiranja razvoja prijenosne mreže opisana u poglavlju 6 zasniva se na stohastički modeliranim ulaznim podacima, proračunima istosmjernih tokova snaga, Monte-Carlo simulaciji i određivanju lokacijskih marginalnih cijena u mreži. U ovom poglavlju prikazane su osnovne matematičke postavke istosmjernih tokova snaga s optimalnim angažmanom elektrana (u nastavku teksta – optimalni tokovi snaga), dok se poglavlje 5 bavi lokacijskim marginalnim cijenama.

U osnovnom problemu tokova snaga s optimalnim angažmanom elektrana optimizacija se obavlja minimiziranjem troškova proizvodnje električne energije [5]. Tako postavljen problem istovjetan je ekonomskom dispečingu, ali uvažavajući ograničenja koja nastaju u mreži (dozvoljena opterećenja grana, naponske prilike, gubici i sl.). Problem optimalnih tokova snaga moguće je postaviti i s obzirom na minimizaciju gubitaka aktivne snage u mreži, gubitaka reaktivne snage, minimizacije reaktivne snage ili međusobne kombinacije ovih veličina, što za potrebe metodologije planiranja opisane u poglavlju 6 nije od većeg značenja. Ukoliko se u problem optimalnih tokova snaga uvedu ograničenja u svezi sigurnosti govori se o sigurnosnim optimalnim tokovima snaga (*eng. Security Constrained Optimum Power Flow – SCOPF*). Proračuni se pojednostavljaju (time i ubrzavaju) ukoliko se koriste istosmjerni (DC) tokovi snaga, što je u našem slučaju povoljniji pristup budući da se kasnije razvijena metodologija zasniva na velikom broju proračuna tokova snaga sa stohastički definiranim ulaznim podacima.

Kod istosmjernih tokova snaga vrijede sljedeće relacije:

$$P_i = \sum_j P_{ij} = \sum_j \frac{1}{x_{ij}} (\theta_i - \theta_j) \quad (6)$$

gdje su P_i injekcija u čvor i , x_{ij} reaktancija grane između čvorova i, j te θ kut napona u čvoru i odnosno j .

Izraz (6) napisan u matičnom obliku izgleda:

$$[P_i] = [B_{ij}] \cdot [\theta_i] \quad (7)$$

$$[\theta_i] = [X_{ij}] \cdot [P_i] \quad (8)$$

gdje su $[B_{ij}]$ i $[X_{ij}]$ matrice susceptancija, odnosno reaktancija čvorova. Radne otpore u mreži zanemarujemo te pretpostavljamo da su moduli napona u svim čvo-

rovima mreže jednaki te da je razlika kutova napona između susjednih čvorova dovoljno mala.

Problem optimalnih tokova snaga postavljen je na sljedeći način [5]:

$$\text{Min} \left[\sum C_i(P_{Gi}) - \sum_i W_i(P_{Ei}) \right] \quad (9)$$

$$P_{Gi}^{\min} \leq P_{Gi} \leq P_{Gi}^{\max} \quad (9a)$$

$$[B] \cdot [\theta_i] - [P_{Gi} - P_{Ei}] = [-P_{Di}] \quad (9b)$$

$$\frac{1}{x_{ij}}(\theta_i - \theta_j) + s_{ij} = P_{ij}^{\max} \quad (9c)$$

gdje su:

$C_i(P_{Gi})$ – funkcija troškova proizvodnje generatora (ponuda generatora na tržištu)

$W_i(P_{Ei})$ – funkcija cijene koju je potrošač voljan platiti za snagu P_{Ei} (zanemaruje se ukoliko se ne uzima u obzir cjenovna elastičnost potrošnje)

P_{Gi} – djelatna snaga generatora u čvoru i

P_{Di} – iznos tereta (opterećenja) u čvoru i

$P_{Gi}^{\min}, P_{Gi}^{\max}$ – minimalna i maksimalna snaga generatora u čvoru i

θ_i, θ_j – kutovi napona u čvorovima i, j

s_{ij} – dodatna varijabla u granicama $0 - 2P_{ij}^{\max}$

P_{ij}^{\max} – maksimalno dozvoljena djelatna snaga vodom između čvorova i, j .

Ukoliko se u obzir uzimaju pojedinačni ispadi grana u mreži (n-1 kriterij) uvodi se dodatno ograničenje:

$$\frac{1}{x_{ij}}(\theta_i - \theta_j) + LODF_{ij, mn} \cdot \frac{1}{x_{mn}}(\theta_m - \theta_n) + s_{ij, mn} = 1.1 \cdot P_{ij}^{\max} \quad (9d)$$

gdje je $LODF_{ij, mn}$ distribucijski faktor ispada elementa mreže koji govori koliki dio djelatne snage koja je tekla između čvorova (zona) m, n nakon ispada poveznice između tih zona teče vodom između i, j a računa se prema izrazu (9e).

$$LODF_{ij, mn} = \frac{N_{mn} \cdot x_{mn}}{N_{ij} \cdot x_{ij}} \cdot \frac{(X_{im} - X_{in} - X_{jm} + X_{jn})}{[N_{mn} \cdot x_{mn} - (X_{mm} + X_{nn} - 2X_{mn})]} \quad (9e)$$

gdje su N_{ij} i N_{mn} broj grana koji povezuje zone (čvorove) i, j odnosno m, n ; X_{im} je član matrice reaktancija čvorova u i -tom retku i m -tom stupcu (analogno i za X_{in} i dr.); x_{ij} odnosno x_{mn} su reaktancije grana koji povezuju zone (čvorove) i, j te m, n . Dodatna snaga koja teče između zona (čvorova) i, j ($\Delta P_{ij, mn}$) nakon ispada grane $m-n$ kojom je tekla snaga P_{mn} dana je izrazom (9f):

$$\Delta P_{ij, mn} = LODF_{ij, mn} \cdot P_{mn} \quad (9f)$$

U kasnije opisanoj metodologiji (poglavlje 6) ograničenje (9d) se ne koristi budući da se uklopno stanje mreže modelira stohastički pa nema potrebe promatrati pojedinačne ispade u mreži. Ukoliko se želi smanjiti broj modeliranih nesigurnosti (time i potreban broj proračuna istosmjernih tokova snaga) mogu se promatrati pojedinačni ispadi svih grana i koristiti izraz (9d) kao ograničenje u problemu optimalnih tokova snaga.

U izrazu (9) nejednakost (9a) predstavlja ograničenje djelatnih snaga generatora, jednakost (9b) predstavlja jednadžbu istosmjernih tokova snaga, a (9c) ograničenja tokova djelatne snage kroz grane. Za detaljni izvod gornjeg algoritma čitatelj se upućuje na [6].

Sa svakim ograničenjem u obliku jednadžbe u izrazu (9) povezan je Lagrangeov multiplikator λ . U opisanom problemu on predstavlja derivaciju ukupnih troškova s obzirom na povećanje potrošnje u čvoru (zoni) mreže. Može se pokazati da je Lagrangeov multiplikator λ u problemu optimalnih tokova snaga jednak lokacijskoj marginalnoj cijeni za svaki čvor (zonu) mreže.

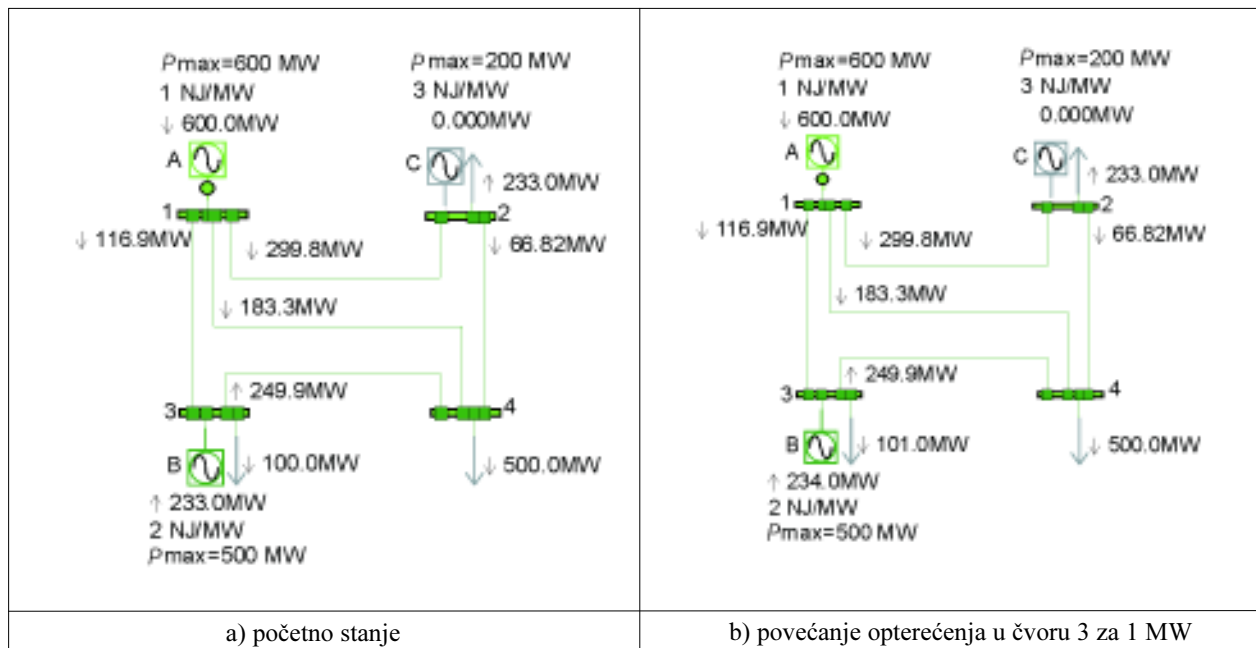
5. LOKACIJSKE MARGINALNE CIJENE

Ukupni troškovi (TC) kapitala i radne snage se sastoje od fiksnih (FC) i varijabilnih troškova (VC). Fiksni troškovi su stalni tijekom nekog razdoblja, dok se varijabilni troškovi mijenjaju s količinom proizvoda (npr. troškovi goriva u termoelektranama). Marginalni troškovi (MC) definiraju se kao promjena ukupnih troškova ovisno o jediničnoj promjeni količine proizvoda (Q):

$$MC = \frac{\partial TC}{\partial Q} \quad (10)$$

Marginalni troškovi opisuju koliko se mijenjanju ukupni troškovi proizvodnje pri jediničnom povećanju količine izlaznog proizvoda. Ovisno o promatranom vremenskom razdoblju razlikuju se kratkoročni (dio troškova je konstantan) i dugoročni marginalni troškovi (svi troškovi su varijabilni) [7]. Uvođenje marginalnih troškova u određivanje naknade za prijenos električne energije dovodi do koncepta lokacijskih marginalnih cijena (eng. *Location Marginal Pricing – LMP*). Cijena prijenosa električne energije određuje se za svaki čvor mreže kao povećanje ukupnih troškova pri jediničnoj promjeni potrošnje/opterećenja u razmatranom čvoru. Ukoliko grupiramo čvorove u zone tada govorimo o zonskim cijenama (eng. *zonal pricing*).

U situaciji kada se ukupna proizvodnja na tržištu prenosi do pojedinih potrošača bez ikakvih ograničenja (preopterećenja, zagušenja, naponskih poremećaja, problema stabilnosti), uvažavajući i sve transakcije koje se odvijaju, lokacijske marginalne cijene ovise samo o gubicima koji nastaju u prijenosnim vodovima (ukoliko se gubici ne uzimaju u obzir lokacijske marginalne

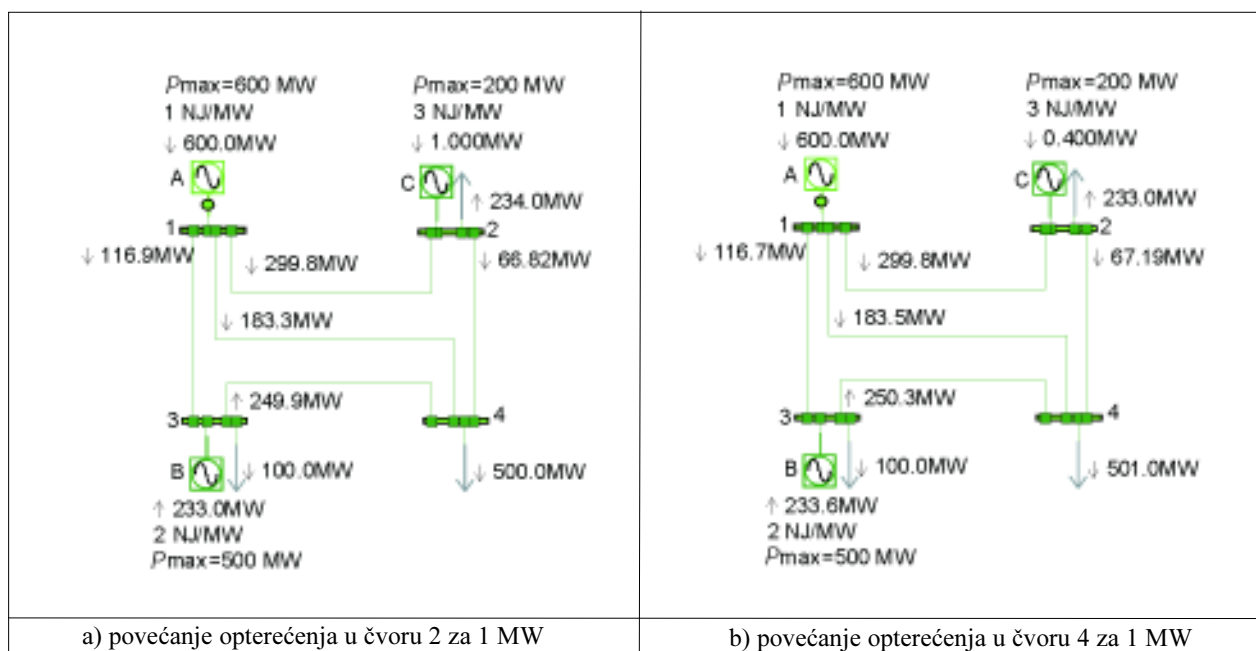


Slika 17. Određivanje lokacijskih marginalnih cijena

cijene su iste u svim čvorovima mreže). Zanemarujući gubitke te ukoliko u mreži dođe do ograničenja svaki čvor mreže (zona) imat će svoju lokacijsku marginalnu cijenu. Slika 17 prikazuje test primjer iz poglavlja 2, ali uz opterećenje u čvoru 2 u iznosu od 233 MW.

Rješenje problema istosmjernih tokova snaga s optimalnim angažmanom elektrana određuje angažman generatora A maksimalnom snagom te generatora B snagom manjom od maksimalne, a marginalna cijena električne energije iznosi 2 NJ/MW, što je trošak po

kojemu generator B sudjeluje na tržištu. Generator C nije angažiran, jer je najskuplji (slika 17a). U razmatranom stanju vod 1-2 dolazi na granicu preopterećenja. Povećanje opterećenja u čvoru 3 za 1 MW pokrit će generator B pri čemu neće doći do zagušenja u mreži (slika 17b). Isto vrijedi za čvor 1. Ukoliko opterećenje poraste u čvoru 2 ili 4, bit će nužno angažirati generator C kako bi se izbjeglo preopterećenje voda 1-2 (slika 18) te će ukupni troškovi proizvodnje biti veći nego u slučaju angažmana generatora B.



Slika 18. Određivanje lokacijskih marginalnih cijena u čvorovima 3 i 4

Prema tome, lokacijske marginalne cijene u čvorovima 1 i 3 iznosit će 2 NJ/MW, u čvoru 4 2,4 NJ/MW, dok će u čvoru 2 iznositi 3 NJ/MW. Razlike između lokacijskih marginalnih cijena u pojedinim čvorovima mreže daju važne informacije poput:

- koji su kritični vodovi u mreži (oni gdje je razlika lokacijskih marginalnih cijena na oba kraja voda različita od 0 pri čemu je vod kritičniji što je razlika veća),
- na kojim vodovima nastaju veći gubici prijenosa (ukoliko postavimo izmjenični model tokova snaga i uključimo gubitke u razmatranje),
- u koje čvorove mreže treba smjestiti nove generatore s aspekta smanjenja zagušenja u mreži i gubitaka u prijenosu.

Razmatrani se primjer može matematički ilustrirati na sljedeći način [5] ukoliko se zanemare gubici u mreži. U situaciji bez zagušenja operator sav novac koji prikupi od tereta plaća generatorima:

$$\sum_i \pi_i P_{Di} = \sum_i \pi_i P_{Gi} \tag{11}$$

gdje je π_i cijena koja vrijedi u zoni i , a P_{Di} i P_{Gi} potrošnja i proizvodnja u zoni i . Sumiranje se obavlja preko svih zona na tržištu.

U slučaju nastanka zagušenja (preopterećenja) u mreži izraz (11) neće vrijediti budući da će iznos novaca prikupljen od tereta biti veći od iznosa koji se daje generatorima:

$$\sum_i \pi_i P_{Di} > \sum_i \pi_i P_{Gi} \tag{12}$$

odnosno:

$$\sum_i \pi_i P_{Di} = \sum_i \pi_i P_{Gi} + TCC \tag{13}$$

gdje je TCC ukupan trošak zagušenja u mreži kojeg možemo izračunati preko marginalne dobiti (smanjenja operativnih troškova rada sustava) za jedinično (1 MW) povećanje prijenosne moći zagušene grane (13a) ili kao višak sredstava kada se transakcije obavljaju po lokacijskim marginalnim cijenama (13b) ili kao suma umnožaka razlike lokacijskih marginalnih cijena u svim čvorovima mreže i tokova snaga granama koji ih povezuju (13c).

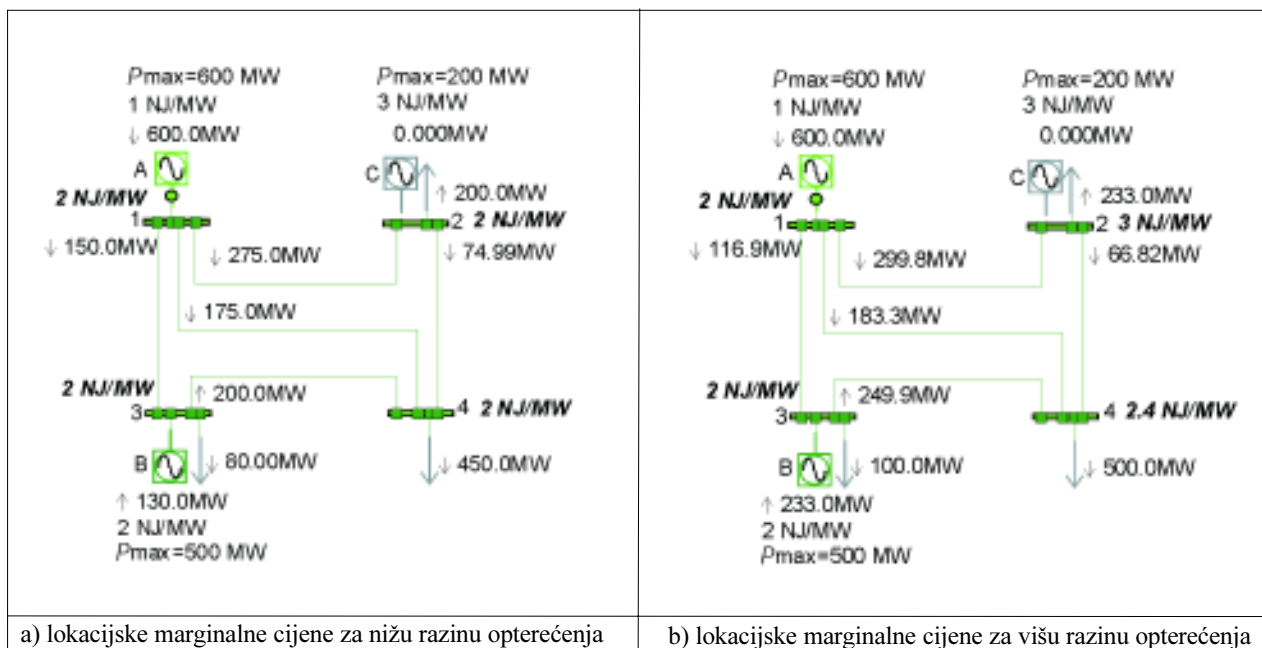
$$TCC = \frac{dOC}{dP_{ij}^{max}} \tag{13a}$$

$$TCC = \sum_i \lambda_i \cdot P_i \tag{13b}$$

$$TCC = \sum_{i,j} (\lambda_i - \lambda_j) \cdot P_{ij} \tag{13c}$$

gdje su OC ukupni troškovi rada sustava (troškovi proizvodnje + troškovi gubitaka), P_{ij}^{max} prijenosna moć grane i - j , λ_i Lagrangeov multiplikator (lokacijska marginalna cijena) u čvoru i (λ_j se odnosi na čvor j), P_i injekcija snage u čvoru i (izvor ili ponor snage, različitih predznaka), P_{ij} tok snage granom i - j .

Jednadžbe (11) – (13) mogu se ilustrirati na prethodnom primjeru. Slika 19 prikazuje tokove snaga i lokacijske marginalne cijene u svim čvorovima test mreže ovisno o opterećenjima u mreži.



Slika 19. Lokacijske marginalne cijene na test mreži

Pri nižim opterećenjima (potrošnji) nema preopterećenja vodova, pa su lokacijske marginalne cijene u svim čvorovima mreže jednake (2 NJ/MW) – slika 19a. Novac koji prikuplja operator od potrošača jednak je iznosu koji daje generatorima (11). Ukupno prikupljeni iznos (i podijeljen generatorima) je:

$$80 \text{ MW} \cdot 2 \text{ NJ/MW} + 200 \text{ MW} \cdot 2 \text{ NJ/MW} + 450 \text{ MW} \cdot 2 \text{ NJ/MW} = 1460 \text{ NJ}$$

Pri većim opterećenjima u sustavu vod 1-2 je na granici preopterećenja, pa su lokacijske marginalne cijene po čvorovima mreže različite (slika 19b – lokacijske marginalne cijene označene zadebljanim slovima). Ukupan iznos koji plaćaju potrošači iznosi:

$$100 \text{ MW} \cdot 2 \text{ NJ/MW} + 233 \text{ MW} \cdot 3 \text{ NJ/MW} + 500 \text{ MW} \cdot 2,4 \text{ NJ/MW} = 2099 \text{ NJ}$$

Ukupan iznos koji operator daje generatorima iznosi:

$$600 \text{ MW} \cdot 2 \text{ NJ/MW} + 233 \text{ MW} \cdot 2 \text{ NJ/MW} = 1666 \text{ NJ}$$

Trošak zagušenja (TCC) može se izračunati preko (13b) kao:

$$100 \text{ MW} \cdot 2 \text{ NJ/MW} + 233 \text{ MW} \cdot 3 \text{ NJ/MW} + 500 \text{ MW} \cdot 2,4 \text{ NJ/MW} - 600 \text{ MW} \cdot 2 \text{ NJ/MW} - 233 \text{ MW} \cdot 2 \text{ NJ/MW} = 433 \text{ NJ}$$

ili preko (13c) kao:

$$(3 \text{ NJ/MW} - 2 \text{ NJ/MW}) \cdot 299,8 \text{ MW} + (2,4 \text{ NJ/MW} - 3 \text{ NJ/MW}) \cdot 66,82 \text{ MW} + (2,4 \text{ NJ/MW} - 2 \text{ NJ/MW}) \cdot 249,9 \text{ MW} + (2,4 \text{ NJ/MW} - 2 \text{ NJ/MW}) \cdot 183,3 \text{ MW} = 433 \text{ NJ}$$

Operator sustava u razmatranj situaciji prima 433 NJ (u jedinici vremena budući da promatramo snage), a potrošači u čvorovima 2 i 4 plaćaju veću cijenu isporučene električne energije. Ovisno o regulatornoj agenciji operator sustava taj novac iskorištava za investiciju u pojačanje mreže koja otklanja uzrok zagušenja (time i tržišnu moć generatora C) ili u smanjenje naknade za prijenos.

6. METODOLOGIJA PLANIRANJA I PRIMIJENJENI KRITERIJI

U ovom poglavlju opisane su osnove izvorne metodologije planiranja razvoja prijenosne mreže u tržišnim okolnostima te su definirani kriteriji planiranja prema kojima se određuje opravdanost donošenja odluke o investiciji u pojačanje prijenosne mreže. Metodologija se zasniva na stohastički modeliranim ulaznim podacima za proračun, Monte-Carlo simulaciji, velikom broju proračuna istosmjernih optimalnih tokova snaga i određivanju očekivanih vrijednosti lokacijskih marginalnih cijena u svim čvorovima mreže za promatrani vremenski presjek.

U pripremi podataka za proračun određuje se očekivana vrijednost vršnog opterećenja sustava, pripadna standardna devijacija, oblik godišnje krivulje trajanja

opterećenja te struktura (lokacije, maksimalne snage, troškovi proizvodnje) proizvodnih postrojenja na tržištu. Funkcija vjerojatnosti opterećenja definirana je u skladu s normalnom razdiobom (slika 6). Očekivana vrijednost vršnog opterećenja rezultat je posebnih studija u kojima se promatra niz faktora koji utječu na potrošnju električne energije (bruto društveni proizvod, udio pojedinih gospodarskih sektora u stvaranju domaćeg proizvoda, utjecaj energetske intenzivne industrije, struktura i karakteristike trošila i dr.). Standardnom devijacijom uzimaju se u obzir nesigurnosti u predviđanju, utjecaj klimatskih faktora te nesigurnosti u priključku novih potrošača na mrežu. Godišnja krivulja trajanja opterećenja dijeli se na određeni broj dijelova konstantnog opterećenja (P) i vremena trajanja (t). Pretpostavlja se da je opterećenje za svaki aproksimirani dio godišnje krivulje trajanja opterećenja proporcionalno raspoređeno na čvorove u kojima se modelira teret (ponor snage). Opterećenja čvorova određuju se generatorom pseudoslučajnih brojeva normalne razdiobe. Opterećenja čvorova (P_i) i interval mogućih vrijednosti koje poprima slučajna varijabla P_i definirani su na sljedeći način:

$$P_i = \varepsilon \cdot P_0 \quad (14)$$

$$P_{i \max} = P_i \cdot (1 + b \cdot \sigma) \quad (14a)$$

$$P_{i \min} = P_i \cdot (1 - b \cdot \sigma) \quad (14b)$$

gdje je P_0 očekivana vrijednost opterećenja čvora i u trenutku nastanka vršnog opterećenja sustava, ε je faktor koji definira promatrani dio godišnje krivulje trajanja opterećenja ($P_{\min}/P_{\max} < \varepsilon < 1$), $P_{i \max}$ i $P_{i \min}$ su gornja i donja granica koju može poprimiti slučajna varijabla P_i , σ je standardna devijacija, a b je faktor koji određuje područje unutar kojega se kreće opterećenje kod normalne razdiobe vjerojatnosti. Ukupno opterećenje sustava za promatranu razinu godišnje krivulje trajanja opterećenja jednako je zbroju opterećenja svih čvorova u kojima je modeliran teret:

$$P = \sum_i P_i \quad (15)$$

Nesigurnosti u svezi s lokacijom i snagom novih elektrana definiraju se tako da se svakom čvoru, potencijalnoj lokaciji za novu elektranu, pridijeli određeni težinski faktor ($0\% < w_i < 100\%$) koji određuje vjerojatnost izgradnje elektrane u razmatranom čvoru ($i=1 \dots N$; N je ukupni broj čvorova u mreži) te raspon moguće maksimalne snage nove elektrane ($P_{G,i \min}$, $P_{G,i \max}$). Težinski faktori pridjeljuju se i postojećim elektranama kao mjera vjerojatnosti ostanka elektrane u pogonu za razmatrani vremenski presjek. Ukupna maksimalna snaga elektrana u sustavu prikazana je sljedećim izrazom:

$$\sum_{i=1}^N P_{G,i \max}' = R \cdot P_{\max} \quad (16)$$

gdje je R željena rezerva u instaliranoj snazi elektrana, $P'_{G,i,max}$ očekivani maksimalno mogući angažman elektrane u čvoru i , a P_{max} vršno opterećenje sustava određeno prema (15) uz $\varepsilon=1$). Ukoliko bi se modelirala ostala proizvodna postrojenja osim termoelektrana i hidroelektrana (npr. vjetroelektrane) bilo bi ih nužno uključiti u prethodni izraz, ali uz stohastički modeliranu maksimalnu proizvodnju/angažman. Za svaku pojedinačnu simulaciju maksimalne snage pojedinih novih elektrana ($P'_{G,i,max}$) određuju se generatorom pseudoslučajnih brojeva uniformne razdiobe u intervalu od $P_{G,i,min}/P_{G,i,max}$ do 1). Nakon određivanja očekivane maksimalne snage elektrane u svakom čvoru generatorom pseudoslučajnih brojeva se određuje da li je razmatrana elektrana u pogonu (izgrađena) ili ne (ukoliko je broj koji daje generator pseudoslučajnih brojeva $< w_i$ elektrana je u pripadnoj simulaciji u pogonu). Postupak se ponavlja za sve potencijalne lokacije novih elektrana (i postojećih kojima je $w_i < 100\%$) te završava kada bude zadovoljen izraz (16), odnosno kada u sustavu imamo dovoljno elektrana s obzirom na očekivano vršno opterećenje sustava i željenu rezervu u instaliranoj snazi. Prethodno opisanim postupkom definira se veliki broj scenarija moguće strukture proizvodnih postrojenja u razmatranom sustavu i razine opterećenja. Tako definirani scenariji s obzirom na proizvodnju i potrošnju zadržavaju se kroz sve iduće simulacije. Sljedeći korak je određivanje angažmana proizvodnih postrojenja za svaki scenarij. Mogući angažman hidroelektrana (P_{HE}) određuje se generatorom pseudoslučajnih brojeva logaritamsko-normalne razdiobe, dok se troškovi proizvodnje termoelektrana određuju pretpostavljajući da se isti ponašaju u skladu s normalnom razdiobom vjerojatnosti, pa se koristi generator pseudoslučajnih brojeva normalne razdiobe (ukoliko se modeliraju i vjetroelektrane u sustavu nužno je njihov angažman izraziti ovisno o funkciji vjerojatnosti brzine vjetra). Nakon određivanja stanja izgrađenosti proizvodnih postrojenja i troškova njihove proizvodnje (uzimaju se u obzir samo varijabilni troškovi što je ispravno samo kod dugoročnog planiranja) obavlja se proračun istosmjernih optimalnih tokova snaga pri čemu se radi pojednostavljenja zanemaruje funkcija cjenovne elastičnosti opterećenja. Izraz (9) i ograničenja (9a-9c) mogu se tada napisati kao:

$$\text{Min} \left[\sum C_i(P_{Gi}) \right] \quad (17)$$

$$P'_{Gi,min} \leq P_{Gi} \leq P'_{Gi,max} \quad (17a)$$

$$[B] \cdot [\theta_i] - [P_{Gi}] = [-P_{Di}] \quad (17b)$$

$$\frac{1}{x_{ij}} (\theta_i - \theta_j) + s_{ij} = P_{ij}^{max} \quad (17c)$$

pri čemu se topološka nesigurnost (uklopno stanje generatora, vodova i transformatora) uzima u obzir koriš-

tenjem generatora pseudoslučajnih brojeva uniformne razdiobe koji se koriste za svaki element mreže (ukoliko je pseudoslučajni broj u intervalu od $0 \div r_{ij}$ vod/transformator je u pogonu, ukoliko je pseudoslučajni broj u intervalu od $r_{ij} \div 1$ vod/transformator je izvan pogona, r_{ij} je raspoloživost promatranog elementa; analogan je postupak za generatore). Prema tome, u svakoj simulaciji potrebno je generirati matricu susceptancija čvorova $[B]$ sa slučajno određenim elementima ovisno o uklopnom stanju grana. Ukoliko se ne želi stohastički modelirati uklopno stanje mreže u problem optimalnih tokova snaga (17), uvodimo dodatno ograničenje (9d) koje uzima u obzir kriterij sigurnosti pogona ($n-1$).

Rješenje problema istosmjernih optimalnih tokova snaga (17) daje dispečing elektrana u otvorenom tržištu električne energije (primjereno za tržišta organizirana po principima burze, *eng. pool*), na osnovi rastućih troškova proizvodnje uvažavajući ograničenja koja nastaju u mreži sa slučajno odabranim uklopnim stanjem svih grana i generatora. Ukoliko za neko pogonsko stanje nije moguće naći rješenje problema optimalnih tokova snaga (preopterećenje grane se ne može otkloniti preraspodjelom angažmana elektrana), potrebno je odrediti minimalnu redukciju opterećenja u mreži kako bi opterećenje svih grana ostalo unutar dozvoljenih granica. S tom svrhom koristi sljedeći izraz:

$$\text{Min} \left[\sum_i C_i(P_{Gi}) + \sum_i c_i P_{Di}^r \right] \quad (18)$$

Uz dodatno ograničenje:

$$0 \leq P_{Di}^r \leq P_{Di} \quad (18a)$$

i uvažavajući ograničenja (17a) i (17c). U izrazu (18) c_i je jedinični trošak neisporučene električne energije u čvoru i , a P_{Di}^r iznos reduciranog opterećenja u čvoru i .

Lagrangeovi operatori λ_i koji se pojavljuju u postupku rješavanja problema (17) predstavljat će lokacijske marginalne cijene u svim čvorovima mreže. Kroz veliki broj simulacija uz slučajno izabrane ulazne podatke dobije se niz vrijednosti λ_i za svaki čvor te se na osnovi izraza (13b) ili (13c) mogu odrediti ukupni troškovi zagušenja u mreži (TCC) za sve dijelove godišnje krivulje trajanja opterećenja. Ukupni troškovi koje uzrokuje mreža jednaki su zbroju ukupnih troškova zagušenja u mreži i troškova neisporučene električne energije (troškove gubitaka zanemarujemo budući da koristimo istosmjerne tokove snaga). Iz skupa svih parova $\{\lambda_i, p(\lambda_i), i=1 \dots N\}$ može se odrediti razdioba slučajne varijable λ_i u svakom čvoru mreže.

Kao kandidati za pojačanje mreže izabiru se grane s različitim prosječnim lokacijskim marginalnim cijenama u krajnjim čvorovima za određenu razinu opterećenja u sustavu. Najvažniji kandidat za pojačanje je ona grana čiji krajnji čvorovi imaju najveću razliku prosječnih lokacijskih marginalnih cijena. Ta grana se uvr-

štava u model te se simulacija ponavlja za sve dijelove godišnje krivulje trajanja opterećenja. Uspoređujući anuitetne investicijske troškove za izgradnju nove grane (vod, transformator) s očekivanim smanjenjem godišnjih ukupnih troškova koje uzrokuje mreža, može se odrediti ekonomska isplativost razmatrane investicije. Kao kriterij planiranja može se definirati i minimiziranje rizika. S uključenim kandidatom za pojačanje mreže iznova se obavlja simulacija te se bilježe ona pogonska stanja u kojima je pojačanje mreže nepotrebno (razlika lokacijskih marginalnih cijena u priključnim čvorovima jednaka 0). Omjer između broja takvih pogonskih stanja i ukupno simuliranih pogonskih stanja predstavlja mjeru rizika investicije. U konačnu konfiguraciju mreže tada se uključuju samo ona pojačanja povezana s prihvatljivo niskim (unaprijed definiranim) iznosom rizika.

Ukoliko se kao osnovni kriterij za planiranje razvoja prijenosne mreže promatra rizik povezan s investicijama moguće je postupiti na sljedeći način [10]. Definira se ograničen broj scenarija kojima se uzimaju u obzir glavne nesigurnosti u planiranju (npr. lokacije i snage novih proizvodnih postrojenja). Svakom se scenariju pridružuje određena vjerojatnost (p_k) tako da je suma svih vjerojatnosti jednaka 1. Za svaki tako definirani scenarij k određuje se optimalni plan pojačanja mreže ($plan^{opt}_k$) koji za razmatrani scenarij rezultira minimalnim troškovima zagušenja i neisporučene električne energije (OC^{opt}_k). Plan pojačanja označen s j , odabran na čitavom skupu razmatranih scenarija, u svakom pojedinačnom scenariju povezan je s ukupnim troškovima označenim s OC_{jk} . *Žaljenje* (eng. *Regret*) definira se kao razlika između ukupnih troškova na konfiguraciji s uključenim pojačanjem j i optimalnih troškova za svaki razmatrani scenarij k :

$$\text{Žaljenje}_{jk} = OC_{jk} - OC^{opt}_k \quad (19)$$

Kao kriterij planiranja tada se koristi sljedeći izraz:

$$\min_j \left\{ \max_k (p_k \cdot \text{Žaljenje}_{jk}) \right\} \quad (20)$$

odnosno odabire se ono rješenje za koje će se najmanje zažaliti ukoliko se u budućnosti ostvari najnepovoljniji scenarij izgradnje novih elektrana s obzirom na odabrano rješenje.

7. PRIMJENLJIVOST OPISANE METODOLOGIJE I KRITERIJA PLANIRANJA U HRVATSKIM UVJETIMA

Iako se u Hrvatskoj naknada za prijenos električne energije obračunava po metodi poštanske marke (svi potrošači plaćaju istu naknadu bez obzira na lokaciju) autori smatraju da je opisana metoda planiranja razvoja prijenosne mreže probabilističkim pristupom preko očekivanih prosječnih lokacijskih marginalnih cijena pogodna za dugoročno planiranje razvoja prijenosne

mreže. Imajući u vidu činjenicu da će u razdoblju između 2010. i 2020. godine iz pogona izaći najveći dio termoenergetskih postrojenja Hrvatske elektroprivrede [8] u procesu planiranja dugoročnog razvoja prijenosne mreže vrlo je važno uzeti u obzir nesigurnosti u lokacijama i instaliranim snagama novih elektrana u Hrvatskoj. Te nesigurnosti su dodatno potencirane u ovom trenutku nedovoljnim spoznajama o strukturi (vrsta goriva) i lokacijama istih te za naše prilike tradicionalnoj nesigurnosti u angažmanu hidroelektrana (hidrologiji) koje će i u budućnosti činiti značajan dio u ukupnoj instaliranoj snazi elektrana u RH. Mogući način da se takve nesigurnosti uzmu u obzir pri planiranju mreže definiranje je što većeg broja realnih scenarija i velikim brojem proračuna tokova snaga koji nam pružaju uvid u mogući raspon opterećenja pojedinih vodova i definiranje pripadnih funkcija vjerojatnosti opterećenosti pojedinih grana. Izračunavanje očekivanih troškova koje u udaljenom vremenskom presjeku izaziva mreža (troškovi zagušenja i neisporučene električne energije) omogućava usporedbu predloženih investicija u srednjoročnom i dugoročnom razdoblju s obzirom na ekonomski kriterij koji se spominje u prijedlogu mrežnih pravila [9].

8. ZAKLJUČAK

U članku je opisana problematika planiranja razvoja prijenosne mreže u tržišnim okolnostima te je naglašena potreba za korištenjem probabilističkog pristupa planiranju. Razlog tomu treba tražiti u činjenici da tržišne okolnosti dovode do značajnih nesigurnosti u postupak planiranja što postojeće metode matematičke optimizacije ili determinističkog pristupa planiranju čine manjkavim. Na primjeru test mreže slikovito je opisano kako odluka o investiciji u novi vod može biti pogrešna kada je izložena pojedinim vrstama nesigurnosti koje nastaju uvođenjem tržišta. Ulazne podatke potrebne za proces planiranja (lokacije i snage novih elektrana, pogon postojećih, angažman elektrana ovisan o hidrologiji i troškovima goriva, raspoloživost grana mreže, visina opterećenja u sustavu i dr.) nužno je stohastički modelirati s pripadnim funkcijama vjerojatnosti. Kao prijedlog mogućeg pristupa planiranju razvoja prijenosne mreže u tržišnim okolnostima opisuje se izvorna metodologija planiranja zasnovana na stohastički modeliranim ulaznim podacima, Monte-Carlo simulaciji i velikom broju proračuna istosmjernih optimalnih tokova snaga. Na temelju očekivanih prosječnih vrijednosti lokacijskih marginalnih cijena u pojedinim čvorovima mreže biraju se kandidati za njeno pojačanje te ocjenjuje opravdanost njihove izgradnje. Kao kriterij planiranja moguće je koristiti i unaprijed definiranu mjeru prihvatljivosti rizika povezanog s donošenjem odluke o investiranju. Opisanu metodologiju autori smatraju prihvatljivom za korištenje kod dugoročnog planiranja razvoja prijenosne mreže Hrvatske imajući u vidu značajne nesigurnosti koje se javljaju

izlaskom iz pogona većine termoelektrana u razdoblju od 2010. do 2020. godine te u ovom trenutku još nepoznate lokacije i vrste novih elektrana koje će ih nadomjestiti.

LITERATURA

- [1] M. OLOOMI BUYGI, H. M. SHANECHI, G. BALZER, M. SHAHIDEHPOUR, "Transmission planning approaches in restructured Power Systems", IEEE Power Tech Conference, Bologna, June 2003.
- [2] "Classification of publications and models on transmission Network Planning", IEEE Transactions on Power Systems, vol. 18, No. 2, May, 2003.
- [3] R. ROMERO, A. MONTICELLI, "A zero-one implicit enumeration method for optimizing investments in transmission Expansion Planning", IEEE Transactions on Power Systems, vol. 9, No. 3, August 1994.
- [4] D. KALPIĆ, V. MORNAR, "Operacijska istraživanja" (privremeno nerecenzirano izdanje), ETF, Zagreb, 1994.
- [5] R. D. CHRISTIE, B. F. WOLLENBERG, I. WANGENSTEEN, "Transmission management in the deregulated environment", Proceedings of the IEEE, vol. 88, No. 2, february 2000.
- [6] N. DIZDAREVIĆ, G. MAJSTROVIĆ, D. BAJŠ, M. MAJSTROVIĆ, "Zagušenje u prijenosnoj mreži", EIHP, Studija za HEP-Prijenos d.o.o., 2003.
- [7] G. ROTHWELL, T. GÓMEZ, "Electricity economics", IEEE Press, 2003.
- [8] "Razvitak elektroenergetskog sustava Hrvatske do 2030. godine" – master plan (novelacija), Energetski institut Hrvoje Požar, Zagreb, 2001.
- [9] "Mrežna pravila hrvatskog elektroenergetskog sustava" – prijedlog, prosinac 2003.
- [10] V. MIRANDA, L. M. PROENÇA, "Why risk analysis outperforms probabilistic choice as the effective decision support paradigm for power system planning", IEEE Transaction on Power Systems, Vol. 13, No. 2, May 1998.

TRANSMISSION NETWORK DEVELOPMENT PLANNING IN MARKET CONDITIONS (PROBABILISTIC APPROACH)

In the paper a new approach to development planning of transmission network in market conditions is worked out. Introduction problems of vertically integrated companies are described. Market relationships within elec-

tric energy sector cause a lot of uncertainty in the planning process and therefore methods of stochastic input data modelling needed for planning are defined. Based on a series of optimal load flow calculations using stochastically modelled input data and calculated expected local marginal prices in certain network nodes, planning criteria and methodology suitable for market conditions are defined.

ENTWICKLUNGSPLANUNG DES ÜBERTRAGUNG-SNETZES IN MARKTWIRTSCHAFTLICHEN VERHÄLTNISSEN (WAHRSCHEINLICHKEITSRECHNERISCHER ZUGANG)

Im Artikel wird ein neuer, den Marktverhältnissen gerechter Zutritt zur Planung der Übertragungsnetzentwicklung in Betracht gezogen. Eingangs setzt man sich mit den Fragen der Planung vertikal zusammengesetzter Gesellschaften auseinander. Da die Einführung marktwirtschaftlicher Verhältnisse in die Elektroenergetik viel Unsicherheit in die Planung mit sich bringt, werden vorerst Methoden stochastischer Modellierung der dazu notwendigen Eingangsdata bestimmt. Auf Grund zahlreicher Berechnungen optimaler Leistungsflüsse werden, unter Anwendung stochastisch modellierter Eingangswerte, und berechneter, erwarteter, standortgebundener Marginalpreise für einzelne Netzknotenpunkte rechnerisch bestimmt, wodurch sowohl Kriterien für ein den Marktverhältnissen gerechtes Planungsverfahren, als auch das Verfahren selbst bestimmt werden.

Naslov pisaca:

Mr. sc. Davor Bajš, dipl. ing.
 prof. dr. sc. Matislav Majstrović, dipl. ing.
 mr. sc. Goran Majstrović, dipl. ing.
 Energetski institut "Hrvoje Požar",
 Savska 163,
 10000 Zagreb, Hrvatska

Uredništvo primilo rukopis:
 2004 – 06 – 08.