

PROBABILISTIČKI PRISTUP KRATKOROČNOM PLANIRANJU RAZVOJA PRIJENOSNE MREŽE HEP-a

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

UDK 621.316.1:519
PRETHODNO PRIOPĆENJE

Prezentiraju se rezultati probabilističke analize razvoja prijenosne mreže Hrvatske elektroprivrede u kratkoročnom razdoblju do 2005. godine. Na temelju velikog broja proračuna istosmjernih tokova snaga za različita pogonska stanja EES-a Hrvatske karakteristična po hidrološkim prilikama, razmjenama sa susjednim sustavima i raspoloživosti pojedinih grana, izračunavaju se očekivani godišnji troškovi neisporučene električne energije i preraspodjele angažmana elektrana radi izbjegavanja preopterećenja pojedinih grana. Na temelju razlike između očekivane godišnje dobiti od pojedinih kandidata za pojačanje mreže i anuitetnih investicijskih troškova kandidata procjenjuje se ekonomska opravdanost pojedinih investicija.

Ključne riječi: probabilistička analiza, prijenosna mreža, planiranje razvoja, ekonomska opravdanost.

1. UVOD

U uvjetima otvorenog tržišta električnom energijom prijenosne mreže su poznate kao prirodni monopol te su u najvećem broju država podvrgnute regulaciji od strane regulatornih agencija. Osnovni zadatak koji se danas postavlja na prijenosne mreže je nediskriminirajući pristup svim sudionicima na tržištu. Nedovoljno izgrađena prijenosna mreža ograničava efikasno funkcioniranje tržišta i dovodi do znatne tržišne moći (engl. *market power*) pojedinih proizvođača električne energije.

U zemljama koje su tijekom devedesetih otvorile tržište električne energije (Velika Britanija, skandinavske zemlje, SAD i dr.) primijećeno je da ulazak novih sudionika na tržište (proizvođači, trgovci, opskrbljivači) dovodi do znatno drugačijih opterećenja mreža u odnosu na ona prema kojima su iste dimenzionirane i izgrađene unutar vertikalno integriranih elektroprivrednih kompanija. Podvrgnute velikom broju transakcija na tržištima električne energije prijenosne su mreže u pojedinim zemljama uskoro bile opterećene blizu svojih graničnih mogućnosti. Operatori sustava su morali rješavati probleme zagušenja u prijenosnim mrežama [1] (eng. *congestions*) koristeći različite metode i financijske mehanizme.

Planiranje razvoja prijenosnih mreža danas je jedno od najvažnijih problema kojima se bave operatori sustava. Proces planiranja je bitno otežan u odnosu na okruženje unutar vertikalno integriranih elektroprivreda, prije svega zbog velikog broja različitih nesigurnosti koje dovode do povećanog rizika u procesu donošenja od-

luka. Uvođenjem konkurencije između proizvođača (opskrbljivača) električne energije postavljaju se i snažni ekonomski zahtjevi na investicije u razvoj prijenosne mreže. Metode planiranja razvoja prijenosnih mreža u uvjetima otvorenog tržišta električne energije još su uvijek u fazi razvoja [2, 3]. Novije objavljeni članci o problematici planiranja razvoja prijenosnih mreža ukazuju na učestalije korištenje probabilističkih metoda planiranja. Prednost probabilističkih metoda u odnosu na klasične, determinističke metode je u boljem oslikavanju stohastičke prirode elektroenergetskog sustava i omogućavanju kvalitetnijeg modeliranja nesi-gurnosti koje se pojavljuju pri planiranju [4].

2. METODOLOGIJA PLANIRANJA I PRIMIJENJENI KRITERIJI

Rezultati planiranja razvoja prijenosne mreže do 2005. godine opisani u ovom članku temelje se na probabilističkom pristupu korištenjem Mexico metode. Mexico je simulacijsko-optimizacijska metoda koja se zasniva na proračunima istosmjernih tokova snaga, Monte Carlo simulaciji i linearnom programiranju. Metoda je detaljno opisana u [6], a ovom prilikom će biti naglašene samo osnovne karakteristike primijenjene metode.

Sve grane u sustavu prikazuju se imenima početnog i završnog čvora, otporom, reaktancijom, dozvoljenim opterećenjem i neraspoloživošću. Opterećenja se zadaju imenom čvora i djelatnom snagom, dok se proizvodne termo jedinice definiraju imenom čvora na koji su priključene, maksimalnom snagom, troškovima proizvodnje i neraspoloživošću. Hidroelektrane se definiraju

imenom priključnog čvora i snagom kod protočnih HE te snagom koja odgovara nultim troškovima proizvodnje i maksimalnom raspoloživom snagom za akumulacijske HE. Od općih podataka definiraju se jedinični trošak neisporučene električne energije (novčane jedinice/kWh) i trošak dodatne hidroproizvodnje koji predstavlja trošak neplaniranog pražnjenja akumulacija radi izbjegavanja preopterećenja u mreži (obično veći od troška proizvodnje najskuplje termo jedinice u sustavu). Pretpostavlja se da su jedinični troškovi neisporučene električne energije jednaki za sve čvorove u sustavu.

Simulacija se obavlja temeljem velikog broja proračuna (nekoliko tisuća) istosmjernih (DC) tokova snaga, pri čemu se uklopno stanje svih grana i raspoloživost proizvodnih termo jedinica određuje generatorom slučajnih brojeva uniformne raspodjele (Monte Carlo simulacija). Početni angažman termoelektrana određuje se prema rastućim troškovima proizvodnje (ekonomski dispečing), a u slučaju preopterećenja neke grane u mreži za pojedino pogonsko stanje obavlja se preraspodjela angažmana elektrana ili isključenje opterećenja. Optimizacijski algoritam koji se rješava linearnim programiranjem dovodi do pogonskog stanja u kojemu su sve grane mreže opterećene unutar dozvoljenih granica, uz minimalni dodatni trošak proizvodnje (u odnosu na početni određen ekonomskim dispečingom) ili minimalnu redukciju potrošnje. Algoritam je sličan problemu istosmjernih optimalnih tokova snaga, ali uz stohastički modelirana uklopna stanja mreže i opterećenja (za razliku od zadanih ograničenja pri neraspodjivosti jedne grane mreže kod sigurnosnih optimalnih tokova snaga – eng. *SCOPF, Security Constrained Optimum Power Flow*).

Mexico metoda omogućava simulaciju rada sustava tijekom čitave godine uzimajući u obzir godišnju krivulju trajanja opterećenja koja se aproksimira na željeni broj dijelova. Vršni dio godišnje krivulje trajanja opterećenja aproksimira se kroz pet točaka (pravaca) dok se ostali dijelovi predstavljaju konstantnim opterećenjem određenog trajanja.

Simulacija rada sustava tijekom čitave godine kao osnovni izlazni rezultat daje očekivane godišnje operativne troškove rada sustava koji se sastoje od očekivanih godišnjih troškova proizvodnje i očekivanih godišnjih troškova neisporučene električne energije. Grane u mreži na kojima se u pojedinim pogonskim stanjima mogu dogoditi poremećaji (preopterećenja) određuju se na temelju marginalnih dobiti od povećanja kapaciteta grane za 1 MW (najvažniji kandidat za pojačanje je grana s najvećom marginalnom dobti). Simulacijom rada sustava u godini dana uz konfiguraciju mreže bez i s promatranim kandidatom za pojačanje mreže (vod, transformator) moguće je odrediti očekivanu godišnju dobit od pojačanja mreže kao razliku između operativnih troškova rada sustava bez i s pojačanjem mreže. Uspoređujući očekivanu godišnju dobit od pojačanja mreže i njegove anuitetne (diskontirane) investicijske troško-

ve dobivamo uvid u ekonomsku opravdanost izgradnje nekog voda ili transformatora (indeks profitabilnosti je omjer između očekivane dobiti i anuitetnog investicijskog troška, a da bi pojačanje bilo ekonomski opravdano taj indeks mora biti veći od 1). Dijagram toka prema kojemu se obavljaju proračuni prikazan je slikom 1.

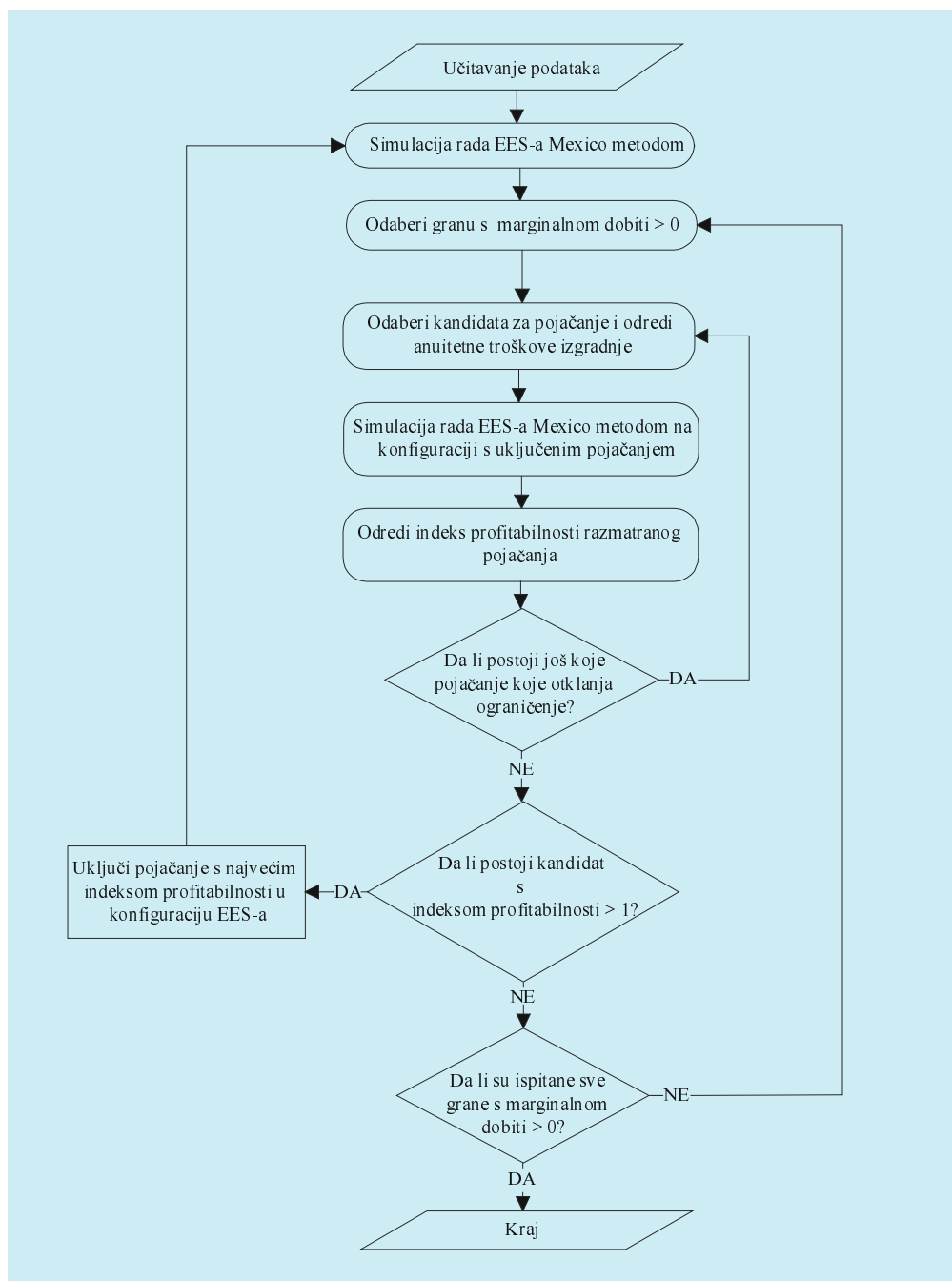
Korištenje istosmjernih tokova snaga u proračunima isključuje bilo kakav uvid u problematiku tokova reaktivnih snaga u mreži i naponskih prilika (reaktivna snaga se uzima u obzir samo kroz smanjenje dozvoljenog opterećenja grana, obično na $0,95 I_{max}$). Gubici koje izaziva reaktivna komponenta struje se zanemaruju. Budući da se obavljaju samo statički proračuni, problematika dinamičkih stanja sustava se ne razmatra (stabilnost kuta i napona). Osnovna prednost primijenjene metode je što se analizira veliki broj mogućih stanja sustava, a eventualna ograničenja u prijenosnoj moći (dozvoljenom opterećenju) grana vrednuju se na temelju vjerojatnosti nastanka poremećaja na njima, ovisno o raspoloživosti grana i razini opterećenja. Kao otvoreno pitanje ostaje opravdanost primjene optimizacijskog algoritma za preraspodjelu proizvodnje i redukciju opterećenja pri pojavi preopterećenja u mreži, budući da bi isto zahtijevalo visoku razinu obučenosti i znanja operatora sustava (dispečera). Vrijeme potrebno za manipulacije u mreži (preraspodjela proizvodnje, redukcija potrošnje) ne uzima se u obzir, odnosno pretpostavlja se da je sustav za analizirane događaje uvijek moguće dovesti u novu ravnotežnu točku bez velike havarije, odnosno raspada.

Primijenjena metoda u kombinaciji s ostalim vrstama analiza (izmjernični tokovi snaga, optimalni tokovi snaga, proračun kratkog spoja, analize stabilnosti) daje kvalitetne podloge u postupku donošenja odluka o pokretanju investicija u prijenosnoj mreži. Najveća važnost metode i opisanog probabilističkog pristupa je mogućnost vrednovanja ekonomske koristi od pojačanja mreže, a što se traži i kroz prijedlog mrežnih pravila hrvatskog elektroenergetskog sustava¹.

3. PRIJENOSNA MREŽA HEP-a U NOVIM OKOLNOSTIMA

Proces otvaranja tržišta električnom energijom u Republici Hrvatskoj započeo je donošenjem paketa energetske zakona 2001. godine. Hrvatska elektroprivreda je restrukturirana na način da su formirana pojedina trgovačka društva te ujedinjena unutar HEP – Grupe. Pojedine tvrtke unutar Grupe imaju vlastite račune i

¹ Pogl. 4.2.1. stavak (3): "Prilikom izrade planova razvoja prijenosne mreže mora se uzeti u obzir ekonomski kriterij i to na temelju aktualnih opterećenja i proizvodnje elektrana, kao i planiranih potreba distribucijske mreže i korisnika prijenosne mreže koji su već priključeni ili će biti priključeni na prijenosnu mrežu u doglednoj budućnosti."



Slika 1. Blok dijagram određivanja ekonomski optimalne konfiguracije prijenosne mreže za promatrani vremenski presjek

odgovaraju za svoje troškove. Iz HEP – Grupe izdvojen je bivši nacionalni dispečerski centar (NDC) i formiran hrvatski nezavisni operator sustava i tržišta (HNOSIT). Formirano je Vijeće za regulaciju energetske djelatnosti (VRED) kojem su, između ostalog, zakonski pridijeljene određene ingerencije nad reguliranim djelatnostima koje obavljaju HNOSIT i HEP – Prijenos d.o.o.

Prema zakonu o tržištu električne energije HNOSIT u suradnji s HEP – Prijenos d.o.o. izrađuje i dostavlja

Vijeću za regulaciju energetske djelatnosti trogodišnje planove razvoja i izgradnje prijenosne mreže. VRED razmatra te planove i odobrava ih, a potrebne investicije uključuje u naknadu za korištenje prijenosne mreže (mrežarinu). Ovakvo zakonsko rješenje jedinstvena je prilika za sve djelatnosti/subjekte vezane uz prijenos električne energije (HNOSIT i HEP – Prijenos) da prikupe dovoljna financijska sredstva potrebna za investicije u mrežu te prekinu dugogodišnju nepovoljnu praksu prema kojoj su se ista namirivala iz sredstava

prikupljenih kroz amortizaciju postojeće opreme. Očito je pri tom da planovi izgradnje i investicije koje predlažu HNOSIT i HEP – Prijenos moraju biti tehnički i ekonomski opravdane, u skladu s kriterijima definiranim u mrežnim pravilima hrvatskog elektroenergetskog sustava [5] (u postupku usvajanja u trenutku pisanja članka).

Pod ingerencijom HEP – Prijenos d.o.o. danas se nalazi preko 7000 km vodova naponskih razina 400, 220 i 110 kV (vrlo malo i na 35 kV) te preko 100 transformatorskih stanica 400/x, 220/x i 110/x kV. Približno 16 % od ukupne duljine dalekovoda i 11 % od ukupnog broja TS možemo okarakterizirati vrlo starim (>40 godina za vodove i >35 godina za TS). Opće karakteristike hrvatskog prijenosnog sustava mogli bi ukratko sažeti na sljedeći način:

- dugačka longitudinalna struktura 400 kV mreže,
- izrazito čvrsta povezanost sa susjednim sustavima na najvišoj naponskoj razini,
- priključak većine proizvodnih postrojenja na mreže 220 kV i 110 kV naponske razine,
- ograničene mogućnosti regulacije reaktivnih snaga i naponskih prilika,
- ograničenja u internoj 110 kV mreži koja smanjuju moguće razmjene sa susjednim sustavima (NTC) na vrijednosti mnogo manje od termičkih granica interkonektivnih vodova [1],
- nezadovoljavajuća sigurnost napajanja velikih gradova (Osijek, Split, Rijeka, Zagreb).

Sanacija ratnih šteta i otklanjanje određenih nedostataka hrvatskog prijenosnog sustava bili su razlozi da se u protekle dvije godine u Hrvatskoj elektroprivredi pokrenu četiri velika investicijska programa: Žerjavinec, Ernestinovo, Split i Rijeka. Prva dva su u trenutku pisanja ovog članka (04./2004.) pred dovršetkom, a preostala dva u realizaciji.

Osim izgradnje novih objekata u mreži predviđa se rekonstrukcija nekih postojećih poput TS Raša, TS Zabok, TS Nerežišća, TS Jarun, DV 110 kV Melina – Vinodol, Plomin – Raša 1, Bilice – Trogir i dr. Tako obnovljena i izgrađena prijenosna mreža povezat će se sa susjednim EES BiH i Srbije dalekovodima 400 kV Ernestinovo – Mladost (Sremska Mitrovica), Ernestinovo – Ugljevik i Konjsko – Mostar (prilog – slika P1), što će omogućiti sinkroni pogon cjelokupne mreže UCTE. Veza s Mađarskom dodatno će biti ojačana puštanjem u pogon druge trojke DV 2x400 kV Žerjavinec – Heviz.

Sinkroni pogon cjelokupne mreže UCTE i otvaranje tržišta električnom energijom na području jugoistočne Europe potencirat će tranzitnu ulogu prijenosne 400 kV mreže HEP-a koja će sudjelovati u razmjenama električne energije na pravcu istok – zapad Europe i obratno.

4. MODEL ELEKTROENERGETSKOG SUSTAVA HRVATSKE

Za potrebe probabilističke analize, metodologijom opisanom u prethodnom poglavlju, modelirana je cjelokupna mreža 400, 220 i 110 kV HEP – Prijenos (prilog – slika P2). Pretpostavlja se da će u kratkoročnom razdoblju biti dovršeni svi započeti investicijski programi te da će se obnoviti cjelokupna mreža BiH. Susjedni sustavi su predstavljeni pasivnim ekvivalentima na 400 kV i 220 kV naponskoj razini (Slovenija i BiH u cijelosti, Austrija, Mađarska i Srbija preko paralelnih grana). U model je uključena i jedna 110 kV paralelna grana od Imotskog do Opuzena preko BiH. Propusnost pojedinih grana susjednih sustava za potrebe Hrvatske (interventni tranzit) procijenjen je na temelju dosadašnjih iskustava i očekivanja Autora.

Pogonska pouzdanost elemenata prijenosne mreže procijenjena je na temelju Statistike pogonskih događaja u prijenosnoj mreži (lit. [7]) za razdoblje između 1995. – 2000. godine. Jedinice promatranja su sljedeće:

- Nadzemni 400 kV vodovi.
- Nadzemni 220 kV vodovi.
- Nadzemni 110 kV vodovi.
- Kabelski 110 kV vodovi.
- Nadzemno – kabelski 110 kV vodovi.
- Transformatori 400/220 kV.
- Transformatori 400/110 kV.
- Transformatori 220/110 kV.
- Transformatori 110/x kV.

Neraspoloživost pojedinih jedinica promatranja iskazana je prema uzroku na prisilne i planirane zastoje. Ukupne prisilne i planirane neraspoloživosti iskazane su zajednički za sve istovrsne jedinice promatranja (prilog – tablice P1 i P2). To znači da pojedini vodovi nisu karakterizirani vlastitom neraspoloživošću već pomoću neraspoloživosti grupe jedinica u koju pripadaju (npr. jednaka neraspoloživost za 400 kV vodove i dr.).

Pojedinim jedinicama prijenosne mreže pridružuju se različite neraspoloživosti ovisno o dijelu godišnje krivulje trajanja opterećenja za koji se obavlja simulacija rada sustava. Prisilne neraspoloživosti pridružuju se jedinicama za dijelove godišnje krivulje trajanja opterećenja karakteristične po vršnom te visokim i niskim zimskim opterećenjima, dok je za visoka i niska ljetna opterećenja mjerodavna ukupna neraspoloživost (prisilna i planirana).

Pretpostavlja se da će neraspoloživost pojedine grupe jedinica prijenosne mreže u godini promatranja (2005.) ostati ista kao i u razdoblju od 1995. – 2000., što ne mora biti točno budući da su elementi prijenosne mreže podložni starenju, što znači da se vremenom znatno

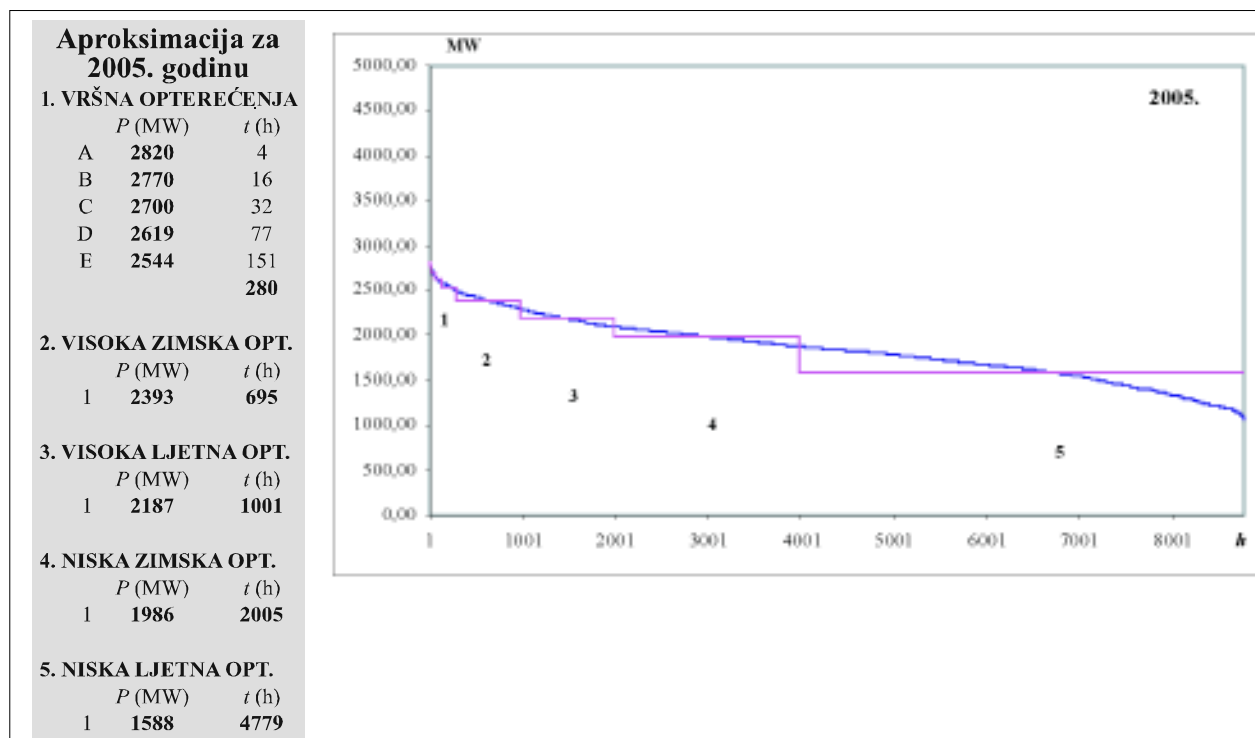
može povećati njihova neraspoloživost (razdoblje dotrajlosti). To se posebno odnosi na 110 kV vodove u mreži koji su najstariji i koji zahtijevaju revitalizaciju po kriteriju usporedbe starosti s očekivanom životnom dobi. Posljednjih godina u literaturi se pojavilo nekoliko radova koji obrađuju problematiku zastoja jedinica mreže uzrokovanih njihovom starošću ([8,9]). Metodologijom opisanom u [8] moguće je za prijenosnu mrežu HEP-a procijeniti neraspoloživosti grana uzrokovane starošću (*eng. aging failure unavailability*) i učiniti kvalitativni pomak u odnosu na pretpostavku održanja jednake neraspoloživosti u kratkoročnom razdoblju u odnosu na prosjek određen statističkim podacima iz bliske prošlosti.

Iz podataka prikazanih u tablicama P1 i P2 u prilogu primjećujemo relativno visoku raspoloživost jedinica prijenosne mreže usprkos njihovoj starosti. Prosječna neraspoloživost 400 kV vodova u Hrvatskoj radi prisilnih zastoja iznosi 0,32 %, odnosno 1,5 % ukupno uključujući i planirane zastoje. Neraspoloživost 220 kV vodova slična je neraspoloživosti 400 kV vodova, dok je za 110 kV vodove ona manja i iznosi 0,26 % za prisilne i 0,77 % za prisilne i planirane kvarove. Kabelski 110 kV vodovi imaju nižu, a kombinirani nadzemno-kabelski vodovi višu neraspoloživost u odnosu na nadzemne 110 kV vodove. Prosječna neraspoloživost radi prisilnih zastoja energetskih transformatora se kreće u rasponu od 0,04 % za 400/110 kV do 1,67 % za 400/220 kV transformatore, dok se ukupna neraspoloživost kreće u granicama između 1,1 % (220/110 kV) i 1,6 % (400/220 kV).

5. ULAZNI PODACI I VARIJANTE PRORAČUNA

Analizirana razina vršnog opterećenja u promatranoj 2005. godini iznosi 2820 MW [10]. Da bi se simulirao rad elektroenergetskog sustava tijekom čitave godine, programskim paketom *MAED* (*eng. Model for Analysis of Electricity Demand*), određena je godišnja krivulja trajanja opterećenja za promatrani vremenski presjek, odnosno prosječna satna opterećenja za promatranu godinu. Prikazana krivulja rezultat je karakteristika potrošnje zabilježenih u prošlosti te predviđenog rasta potrošnje i opterećenja u budućnosti. Godišnja krivulja trajanja opterećenja je podijeljena na pet karakterističnih dijelova koji predstavljaju određeni nivo opterećenja te povezana s pojedinim karakterističnim (ljetno, zima) dijelovima godine (slika 2). Opterećenja sustava raspodijeljena su po pojedinim čvorovima 110 kV mreže prema [10]. Pretpostavlja se da je oblik godišnje krivulje trajanja opterećenja jednak za sve čvorove mreže.

Osnovni podaci proizvodnih postrojenja u razmatranoj godini prikazani su tablicama 1 i 2. Različiti troškovi proizvodnje termoelektrana-toplana odnose se na protutlačni i kondenzacijski rad, a pridružene su zimskim i ljetnim dijelovima godišnje krivulje trajanja opterećenja. Do razmatranog vremenskog presjeka ne očekuje se ulazak u pogon niti jedne nove elektrane u EES-a Hrvatske. Početni angažman hidroelektrana (troškovi hidro proizvodnje jednaki nuli) određen je za tri različite hidrološke situacije.



Slika 2. Godišnja krivulja trajanja opterećenja za godinu 2005.

Tablica 1. Osnovni podaci termoelektrana (postojećih)

TE	Snaga	Trošak goriva	Varijabilni troškovi	Trošak proizvodnje	Neraspoloživost (%)	
	(MW)	(c/kWh)	(c/kWh)	(c/kWh)	planirana	prisilna
Krško (HR udio)	338	1,31	0,10	1,41	0,16	0,05
Plomin 1	100	1,92	0,47	2,39	0,08	0,10
Plomin 2	187	1,78	0,47	2,25	0,08	0,10
Rijeka	303	3,38	0,20	3,58	0,16	0,10
Sisak 1	198	4,22	0,20	4,42	0,08	0,10
Sisak 2	198	3,51	0,20	3,71	0,08	0,10
ELTO ZG 1	27	1,66	0,20	1,86	0,08	0,05
ELTO ZG 2	48	3,15	0,20	3,35	0,08	0,05
TETO ZG 1	110	1,76	0,20	1,96	0,08	0,09
TETO ZG 1 (kond.)	110	3,84	0,20	4,04	0,08	0,09
TETO ZG 2	30	1,94	0,20	2,14	0,08	0,05
TETO ZG 2 (kond.)	30	4,22	0,20	4,42	0,08	0,05
TETO ZG 3	190	1,98	0,20	2,18	0,08	0,05
TETO ZG 3 (kond.)	190	2,72	0,20	2,92	0,08	0,05
TETO OS	42	1,94	0,20	2,14	0,08	0,05
TETO OS (kond.)	42	4,40	0,20	4,60	0,08	0,05
PTE OS	47	5,99	0,20	6,19	0,08	0,05
Jertovec	78	5,51	0,20	5,71	0,08	0,05

Tablica 2. Polazni angažman HE u EES-u RH (MW) pri zimskim opterećenjima ovisno o hidrologiji

HE	Hidrologija		
	Ekstremno vlažna	Normalna	Ekstremno suha
Varaždin	70	35	20
Čakovec	65	30	20
Dubrava	65	30	20
Gojak	50	35	15
Rijeka	35	15	0
Miljacka, Golubić, Jaruga	35	25	20
Protočne HE	320 MW	175 MW	105 MW
Vinodol	70	45	15
Senj	210	170	120
Sklope	5	15	10
Peruća	10	10	10
Orlovac	210	110	60
Zakućac	430	270	195
Kraljevac	5	5	5
Obrovac	220	130	0
Dubrovnik	105	90	55
Đale	35	20	10
Akumulacijske HE	1300 MW	865 MW	480 MW

Analize potrebnog razvoja prijenosne mreže su provedene za nekoliko varijanti angažmana elektrana u EES-u Hrvatske ovisno o hidrologiji:

- normalna hidrologija,
- ekstremno vlažna hidrologija,
- ekstremno suha hidrologija.

U svakoj grupi proračuna s obzirom na hidrologiju modelirana su još tri stanja s obzirom na mogućnosti uvoza energije u EES-u Hrvatske:

- Mogućnost uvoza iz Mađarske, BiH i Srbije po cijeni od 5 euro centa/kWh² (time se nadoknađuje

eventualni manjak električne energije zbog neraspoloživosti proizvodnih postrojenja, a energija se uvozi tek nakon angažmana svih termo jedinica u EES-u Hrvatske, izuzev KTE Jertovec i PTE Osijek).

- Mogućnost uvoza iz/preko Mađarske do 800 MW po cijeni od 3,5 c/kWh (do uvoza dolazi prije angažiranja TE Rijeka i TE Sisak).
- Mogućnost uvoza iz BiH i Srbije do 600 MW po cijeni od 3,5 c/kWh (do uvoza dolazi prije angažiranja TE Rijeka i TE Sisak).

Termoelektrane se angažiraju prema rastućim troškovima proizvodnje, a razmjene sa susjednim sustavima modeliraju se pomoću ekvivalentnog generatora u sus-

² u nastavku teksta c/kWh

jednom sustavu čija je maksimalna snaga jednaka snazi razmjene i odgovarajućih troškova proizvodnje koji određuju redosljed njegovog angažmana. U slučaju izbalansiranog EES-a Hrvatske ekvivalentnom generatoru u susjednom EES-u (Mađarska, BiH ili Srbija) pridružuju se troškovi proizvodnje veći od troškova proizvodnje većine TE u EES-u RH pa se takav generator angažira jedino u slučajevima veće neraspoloživosti proizvodnih jedinica u Hrvatskoj. Kod analiza razmjena takvim generatorima pridružuju se troškovi manji od troškova proizvodnje elektrana u Hrvatskoj, pa se ekvivalentni generator angažira prije domaćih TE prema kriteriju minimalnih troškova proizvodnje. Za analize opisane u sljedećim poglavljima korištena je u takvim slučajevima vrijednost troškova proizvodnje ekvivalentnog generatora u susjednom EES-u u iznosu od 3,5 c/kWh, što znači da će takva razmjena biti simulirana prije nego što se angažiraju TE Rijeka i TE Sisak te TETO u kondenzacijskom radu (ljeti) i skupe KTE/PTE u EES-u Hrvatske (Jertovec, Osijek). Prije simulirane razmjene angažiraju se NE Krško (minimalni troškovi proizvodnje), TE Plomin 2 (ugovorne obveze), TE Plomin 1 (niski troškovi proizvodnje) i TETO (Zagreb, Osijek) u protutlačnom radu zimi (opskrba toplinskog konzuma).

Ulazni ekonomski parametri koji ulaze u proces planiranja razvoja prijenosne mreže su:

1. *Troškovi neisporučene električne energije* – 2,56 €/kWh.
2. *Diskontna stopa* – referentna vrijednost od 10 %.
3. *Prosječne jedinične cijene visokonaponske opreme* prema [10]
4. *Troškovi dodatne hidro proizvodnje* – trošak koji nastaje neplaniranim pražnjenjem akumulacija radi izbjegavanja preopterećenja u mreži. Procjenjuje se da je taj trošak jednak trošku proizvodnje najskuplje termo jedinice u sustavu (6,2 c/kWh).

6. REZULTATI PRORAČUNA

6.1. Stanje normalne hidrologije

U stanju normalne hidrologije, uz mogućnost uvoza električne energije tek nakon angažiranja svih proizvodnih postrojenja u EES-u Hrvatske, prijenosna mreža uzrokuje troškove u iznosu od oko 55000 €/godišnje, od čega većina troškova nastaje u dijelovima godišnje krivulje trajanja opterećenja karakterističnim po visokim i niskim ljetnim opterećenjima (povećana neraspoloživost grana i elektrana radi prisilnih i planiranih zastoja). Povećanje troškova isključivo je rezultat preraspodjele angažmana elektrana radi izbjegavanja preopterećenja, što znači da su očekivani troškovi neisporučene električne energije jednaki nuli. Potencijalni problemi mogu nastati na sljedećim granama (poredano prema visini marginalne dobiti za svaku granu):

1. DV 2x110 kV TETO – Resnik
2. DV 110 kV Imotski – Grude – Š. Brijeg – Mostar
3. transformator 220/110 kV HE Zakućac
4. DV 110 kV Plomin – Lovran
5. DV 110 kV Međurić – Daruvar
6. DV 110 kV Melina – Vinodol
7. transformatori 220/110 kV Konjsko.

Uz pretpostavljene iznose dozvoljenog tranzita preko susjednih mreža za potrebe Hrvatske (prilog – slika P2) manja ograničenja mogu nastati na vodu 220 kV Divača – Kleče u Sloveniji i 110 kV vezi u BiH od Mostara do Opuzena. Marginalni dobiti za sve prethodno navedene grane toliko su mali (od 10 – 300 €/godišnje pri povećanju kapaciteta grane za 1 MW) da je očito kako niti jedno pojačanje mreže koje bi otklonilo mogući poremećaj neće biti ekonomski opravdano.

Uz forsiranje uvoza iz/preko EES-a Mađarske do 800 MW prije angažiranja TE Rijeka i TE Sisak troškovi koje uzrokuje mreža blago se smanjuju u “zimskim” dijelovima godišnje krivulje trajanja opterećenja, ali se povećavaju u “ljetnim”, pa su ukupni troškovi veći za oko 23000 €/godišnje u odnosu na stanje kada se uvoz iz Mađarske ne forsira prije vlastitih elektrana (78000 €/godišnje je ukupni trošak koji uzrokuje mreža). Vrlo mala ograničenja moguće je očekivati na prethodno navedenim granama s izuzetkom DV 2x110 kV TETO – Resnik i DV 110 kV Melina – Vinodol na kojima se marginalna dobit smanjuje na nulu, a pojavljuje se na DV 110 kV TETO – Rakitje (razmatran postojeći vod prije revitalizacije/izgradnje novog voda).

Ukoliko se uvoz forsira iz BiH i Srbije (angažiranje proizvodnih postrojenja u vlasništvu HEP-a, po 300 MW u obje države), troškovi koje uzrokuje mreža dodatno se povećavaju na oko 111000 €/godišnje. Najveći udio troškova nastaje u vrijeme niskih ljetnih opterećenja kada je neraspoloživost grana najveća. Ograničenja se pojavljuju na transformatoru 220/110 kV u HE Zakućac i DV 110 kV Plomin – Lovran i Imotski – ... Mostar. Najveću marginalnu dobit ima 110 kV grana preko BiH (Imotski – ... – Mostar – ... – Opuzen) što ukazuje na moguće poremećaje u južnom dijelu EES-a.

Iz prethodno opisanih analiza možemo zaključiti da polazna konfiguracija prijenosne mreže prema slici P1 (prilog) u stanju normalne hidrologije ne uzrokuje nikakve redukcije potrošnje električne energije, već samo dodatne troškove proizvodnje radi manipulacija elektranama radi izbjegavanja preopterećenja u mreži koja se u najvećem dijelu događaju ljeti kada je neraspoloživost grana najveća radi prisilnih i planiranih zastoja.

6.2. Stanje ekstremno vlažne hidrologije

U stanju ekstremno vlažne hidrologije prijenosna mreža uzrokuje troškove u iznosu od oko 44000 €/godišnje, od čega većina troškova nastaje u dijelovima godišnje krivulje trajanja opterećenja karakterističnim po visokim i niskim ljetnim opterećenjima (povećana

neraspoloživost grana i elektrana radi prisilnih i planiranih ispada). Marginalni dobiti na granama koje su u određenim prilikama preopterećene su zanemarivi (do najviše 100 €/godišnje pri povećanju kapaciteta grane za 1 MW). Te grane su:

1. DV 2x110 kV TETO – Resnik
2. DV 110 kV Plomin – Lovran
3. DV 110 kV Međurić – Daruvar.

Uz forsiranje uvoza iz/preko EES Mađarske do 800 MW prije angažiranja TE Rijeka i TE Sisak troškovi koje uzrokuje mreža smanjuju se za oko 2000 €/godišnje u odnosu na stanje kada se uvoz ne forsira prije vlastitih elektrana. Marginalni dobiti i u ovom slučaju su zanemarivi (pojavljuju se samo na 110 kV vodovima Međurić – Daruvar i Plomin – Lovran). Ukoliko se uvoz forsira iz BiH i Srbije (angažiranje proizvodnih postrojenja u vlasništvu HEP-a, po 300 MW u obje države), troškovi koje uzrokuje mreža isti su kao i u slučaju da se uvoz forsira preko Mađarske, a manja ograničenja javljaju se na 110 kV vezi preko BiH od Mostara do Opuzena i DV 110 kV Plomin – Lovran.

6.3. Stanje ekstremno suhe hidrologije

U stanju ekstremno suhe hidrologije prijenosna mreža uzrokuje troškove u iznosu od oko 60000 €/godišnje, od čega većina troškova nastaje u dijelovima godišnje krivulje trajanja opterećenja karakterističnim po visokim i niskim ljetnim opterećenjima. Popis grana na kojima se mogu javiti preopterećenja je veći nego u stanjima normalne i ekstremno vlažne hidrologije (poredano prema visini marginalne dobiti za svaku granu):

1. DV 2x110 kV TETO – Resnik
2. DV 110 kV Melina – Vinodol

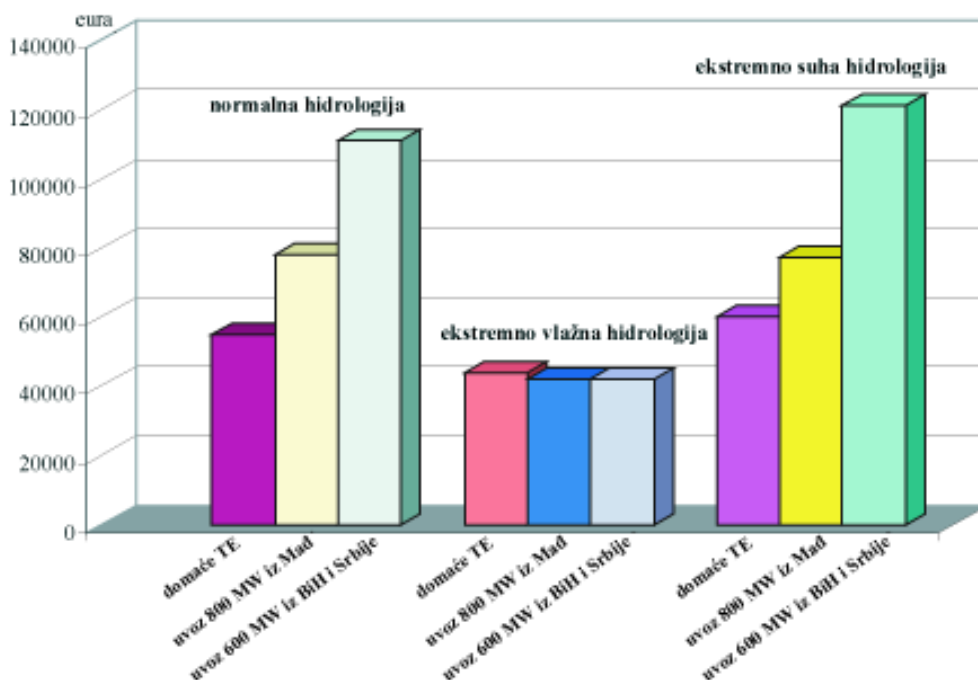
3. DV 110 kV Imotski – Grude – Š. Brijeg – Mostar
4. transformator 220/110 kV HE Zakučac
5. DV 110 kV TETO – Rakitje
6. DV 110 kV Plomin – Lovran
7. DV 110 kV Međurić – Daruvar
8. transformatori 220/110 kV Konjsko.

Uz pretpostavku mogućeg tranzita 40 MW za potrebe EES-a Hrvatske ograničenja se javljaju i na 110 kV vezi od Mostara do Opuzena. Marginalni dobiti za sve prethodno navedene grane kreću se u rasponu od 20 €/godišnje (transformator u Konjskom) do 1150 €/godišnje (DV 110 kV TETO – Resnik).

Uz forsiranje uvoza iz/preko EES-a Mađarske do 800 MW prije angažiranja TE Rijeka i TE Sisak troškovi koje uzrokuje mreža povećavaju se za dodatnih 17000 €/godišnje u odnosu na stanje kada se uvoz ne forsira prije vlastitih elektrana. Popis grana na kojima se mogu očekivati preopterećenja isti je kao i u prethodnom slučaju, ali se marginalne dobiti za većinu grana značajno smanjuju, što znači da su ograničenja na tim granama manja.

Ukoliko se uvoz forsira iz BiH i Srbije (angažiranje proizvodnih postrojenja u vlasništvu HEP-a, po 300 MW u obje države), troškovi koje uzrokuje mreža veći su za 61000 €/godišnje (ukupno 121000 €/godišnje) u odnosu na stanje kada se termoelektrane u RH angažiraju prije uvoza. Najveća ograničenja moguće je očekivati na 110 kV vezi preko BiH od Imotskog do Opuzena.

Slika 3 prikazuje očekivane operativne troškove rada sustava u 2005. godini uzrokovane ograničenjima u mreži (sastoje se samo od troškova preraspodjele proiz-



Slika 3. Očekivani operativni troškovi rada EES-a u 2005. godini radi ograničenja u prijenosnoj mreži

vodnje budući da su očekivani troškovi neisporučene električne energije u svim slučajevima jednaki nuli) za sva analizirana stanja ovisno o hidrologiji i razmjena-ma sa susjednim sustavima.

Iz prethodnih rezultata je vidljivo da niti jedan kandidat za pojačanje mreže neće biti ekonomski opravdan, budući da troškovi dodatne proizvodnje koje uzrokuje mreža nisu značajni, a u svim slučajevima s obzirom na hidrologiju i mogućnost uvoza iz/preko EES-a Mađarske, BiH i Srbije ne javljaju se troškovi neisporučene električne energije.

Grana s najvećom marginalnom dobiti, pa time i najvažniji kandidat za pojačanje mreže, na modelu je 110 kV ekvivalentna veza preko BiH od Mostara do Opuzena, za koju je pretpostavljeno da može interventno tranzitirati do 40 MW za potrebe EES-a RH. U slučaju povećanja dozvoljenog tranzita tom vezom na 55 MW sva ograničenja na toj grani nestaju bez obzira na hidrologiju. Ograničenja na ostalim granama zabilježena pri normalnoj, ekstremno vlažnoj ili ekstremno suhoj hidrologiji toliko su beznačajna da je očito da neće biti ekonomski opravdano otklanjati ih izgradnjom novih vodova ili transformatora u mreži. Popis tih grana je sljedeći:

DV 110 kV Međurić – Daruvar

Ograničenja na ovoj grani javljaju se isključivo za vrijeme ljetnih opterećenja, bez obzira na hidrologiju te pri angažiranju vlastitih TE ili u slučaju uvoza energije iz/preko EES-a Mađarske. Pri uvozu iz BiH i Srbije ograničenja na ovom vodu nestaju. Najveća marginalna dobit za promatranu granu iznosi svega 110 €/godišnje i to pri normalnoj i ekstremno suhoj hidrologiji te uz forsiranje uvoza preko EES-a Mađarske.

DV 110 kV Plomin – Lovran

Minimalna ograničenja na ovom vodu javljaju se u svim ispitivanim stanjima, isključivo u ljetnim dijelovima godišnje krivulje trajanja opterećenja, a povećanje kapaciteta ove grane donosi uštedu od maksimalno 58 €/godišnje.

DV 110 kV Melina – Vinodol

Ukoliko se kroz revitalizaciju (rekonstrukciju) ne bi povećala prijenosna moć dionice voda (Cu 150), ograničenja na ovom vodu javila bi se pri ekstremno suhoj hidrologiji, ali ne bi rezultirala većim troškovima dodatne proizvodnje (460 €/godišnje po MW prijenosne moći).

DV 110 kV Imotski – Grude – Š. Brijeg – Mostar

Za vrijeme normalne i ekstremno suhe hidrologije mogu se javiti ograničenja na ovoj 110 kV vezi koja će rezultirati troškovima dodatne proizvodnje od maksimalno 2397 €/godišnje po MW prijenosne moći. Ograničenja su veća ukoliko se uvoz forsira preko BiH i Srbije. Za vrijeme normalne hidrologije ograničenja se javljaju u ljetnim dijelovima godišnje krivulje trajanja optereće-

nja, a za stanje ekstremno suhe hidrologije i u vršnom, te zimskim dijelovima krivulje.

DV 110 kV TETO – Resnik

Ograničenja na razmatranom vodu mogu se javiti samo u vrijeme niskih ljetnih opterećenja ukoliko se forsira angažman domaćih TE prije uvoza električne energije iz susjednih zemalja.

DV 110 kV TETO – Rakitje

U stanjima ekstremno suhe hidrologije mogu se pojaviti manja ograničenja na ovom vodu u vrijeme ljetnih opterećenja, a marginalna dobit će iznositi najviše 299 €/godišnje.

Transformatori 220/110 kV Konjsko

Transformatori 220/110 kV u TS 400/220/110 kV Konjsko predstavljaju usko grlo u stanjima normalne i ekstremno suhe hidrologije za vrijeme visokih ljetnih opterećenja, što uzrokuje blago povećanje troškova proizvodnje elektrana. Iznimno, u stanjima ekstremno suhe hidrologije ograničenja su moguća i za vršni dio krivulje trajanja opterećenja, ali su ona minimalna i zanemariva.

Transformator 220/110 kV Zakučac

Ograničenja na 220/110 kV transformaciji u Zakučcu (100 MVA) nešto su izraženija od onih na transformaciji u TS Konjsko budući da se javljaju i u dijelu godišnje krivulje trajanja opterećenja karakterističnom po niskim ljetnim opterećenjima, u stanjima normalne i ekstremno suhe hidrologije. Najveća marginalna dobit iznosi svega 289 €/godišnje za promatranu transformaciju.

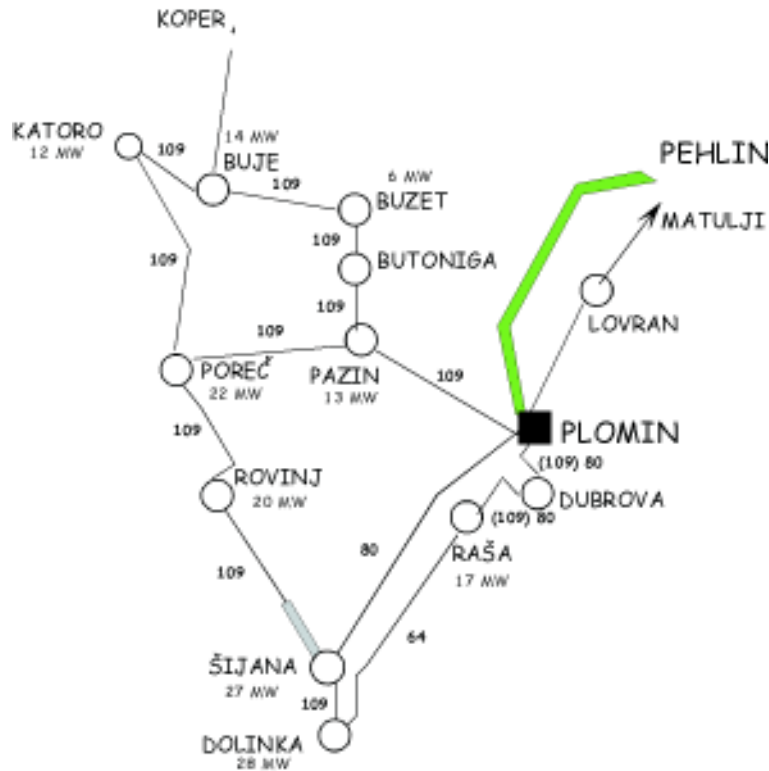
7. KANDIDATI ZA POJAČANJA MREŽE

Na osnovi prethodno opisanih analiza možemo zaključiti da se jedini kandidati za pojačanje mreže, koji se eventualno mogu ekonomski opravdati za razmatrani vremenski presjek, nalaze na području Istre i Dubrovnika. Stoga su u nastavku teksta opisane analize mogućih pojačanja 110 kV mreže razmatranih dijelova sustava.

7.1. Napajanje potrošača na području Istre

Polazna konfiguracija prijenosne mreže na području Istre prikazana je slikom 4. Na slici su ucrtana dozvoljena maksimalna opterećenja pojedinih vodova u MW ($\cos \varphi = 0,95$) i prognozirana opterećenja TS 110/x kV u trenutku nastupa vršnog opterećenja EES-a RH.

U odnosu na postojeće stanje (početak 2004.) očekuje se dovršetak izgradnje TS 110/35 kV Dubrova, rekonstrukcija TS 110/35 kV Raša, DV 110 kV Plomin – Raša 1 te formiranje TS 110/20 kV Buzet čime će se zatvoriti petlja Pazin – Buzet – Buje. Potrošači DP Elektroistra (Raša, Pula, Rovinj, Poreč, Pazin, Umag, Buje i Buzet) napajat će se preko 110 kV sabirnica TE Plomin.



Slika 4. Polazna konfiguracija prijenosne mreže 2005. godine na području Istre

Ispitivanja iz prethodnog poglavlja pokazuju da uz udio potrošača na području DP Elektroistra u vršnom opterećenju EES-a u iznosu od 160 MW ne treba očekivati nikakva ograničenja u konfiguraciji mreže prikazanoj na slici 4 (uz promatranu neraspoloživost grana). Mogući veći sabirnički kvar u 110 kV postrojenju TE Plomin isključen je iz razmatranja. Dodatna ispitivanja su izvršena za veće razine istodobnog opterećenja TS 110/x kV DP Elektroistra.

Budući da se radi o rubnom području bez hidroelektrana rezultati su neovisni o hidrologiji ili uvozu energije (mogućnost interventnog uvoza 110 kV vodom Koper – Buje nije sigurna pa je u sljedećim proračunima zanemarena), pa su proračuni izvršeni samo za stanje normalne hidrologije uz angažiranje TE Rijeka i TE Sisak prije uvoza iz susjednih EES-a. Dodatni proračuni izvršeni su za 10 %, 20 % i 30 % veći konzum od polaznog (tablica 3) te za zabilježena neistodobna maksimalna opterećenja razmatranih TS 110/x kV u prosincu 2002. prema [11].

Tablica 3. Opterećenja TS 110/x kV na području DP Elektroistra 2005. godine

TS 110/x kV	P_0	$P_1 (1,1 P_0)$	$P_2 (1,2 P_0)$	$P_3 (1,3 P_0)$	P_4^*
	(MW)	(MW)	(MW)	(MW)	(MW)
Raša	17	19	20	22	22
Dolinka	28	31	34	36	42
Šijana	27	30	32	35	31
Rovinj	20	22	24	26	21
Poreč	22	24	26	29	22
Pazin	13	15	16	17	22
Umag	12	14	15	16	6
Buje	14	16	17	19	25
Buzet	6	7	8	8	0
Ukupno	160	176	192	208	191
Elektroistra – ukupno istodobno (MW)					167

* neistodobna maksimalna opterećenja iz prosinca 2002.

Izvršeni proračuni pokazuju da uz 10 % veći konzum Elektroistre ukupni troškovi rastu za 33000 €/godišnje, uz 20 % povećanje za 111000 €/godišnje, a uz 30 % konzum troškovi se povećavaju za 350000 €/godišnje. Ukoliko bi opterećenje potrošača na području DP Elektroistra u trenutku nastupa vršnog opterećenja EES-a 2005. godine iznosilo 191 MW (suma neistodobnih maksimuma iz prosinca 2002.) ukupni troškovi koje uzrokuje mreža porasli bi za 109000 €/godišnje.

Uzrok povećanju troškova u odnosu na polazno opterećenje Elektroistre je u pojavi troškova neisporučene električne energije, koji će se za 10 % veći konzum pojaviti u dijelovima godišnje krivulje trajanja opterećenja karakterističnim po vršnom i visokim ljetnim opterećenjima (ukupno 33249 €/godišnje), za 20 % veći konzum i tijekom visokih zimskih opterećenja (ukupno 112817 €/godišnje), isto kao i za 30 % veći konzum (ukupno 356847 eura) – slika 5. Već kod 10 % većeg konzuma Elektroistre ograničenja će se pojaviti na 110 kV vodovima Plomin – Raša, Plomin – Šijana, Raša – Dolinka, Plomin – Pazin te transformaciji 220/110 kV u Plominu, pri čemu najveću marginalnu dobit kod 10 % većeg konzuma ima vod Plomin – Raša (6434 €/godišnje), a kod 20 % i 30 % većeg konzuma najveću marginalnu dobit ima vod Plomin – Šijana (48202 €/godišnje kod 30 % većeg konzuma Elektroistre).

Kao dugoročno rješenje sigurnog napajanja potrošača u razmatranom dijelu Istre predviđa se formiranje TS 220/110 kV Vodnjan i izgradnja DV 2x220 kV Plomin – Vodnjan, u prvoj etapi samo RP 110 kV Vodnjan dok bi DV bio u pogonu pod 110 kV naponom. Dinamika ostvarenja 1. etape, kao i konačne etape ove investicije u potpunosti ovisi o opterećenju potrošača na području DP Elektroistra, a prema prognoziranim opterećenjima

iz [10] (ukupno 160 MW) ova investicija do 2005. godine nije profitabilna. Uz planiranu investiciju (procjena autora) u vod 2x220 kV Plomin – Vodnjan u iznosu od 5,4 mil. € i RP 110 kV Vodnjan u iznosu od 1 mil. € (ukupno 6,335 mil. €, anuitetno 640 tisuća €) ova investicija postaje profitabilna tek kada opterećenje potrošača na području DP Elektroistra poraste na iznose između 210 i 220 MW.

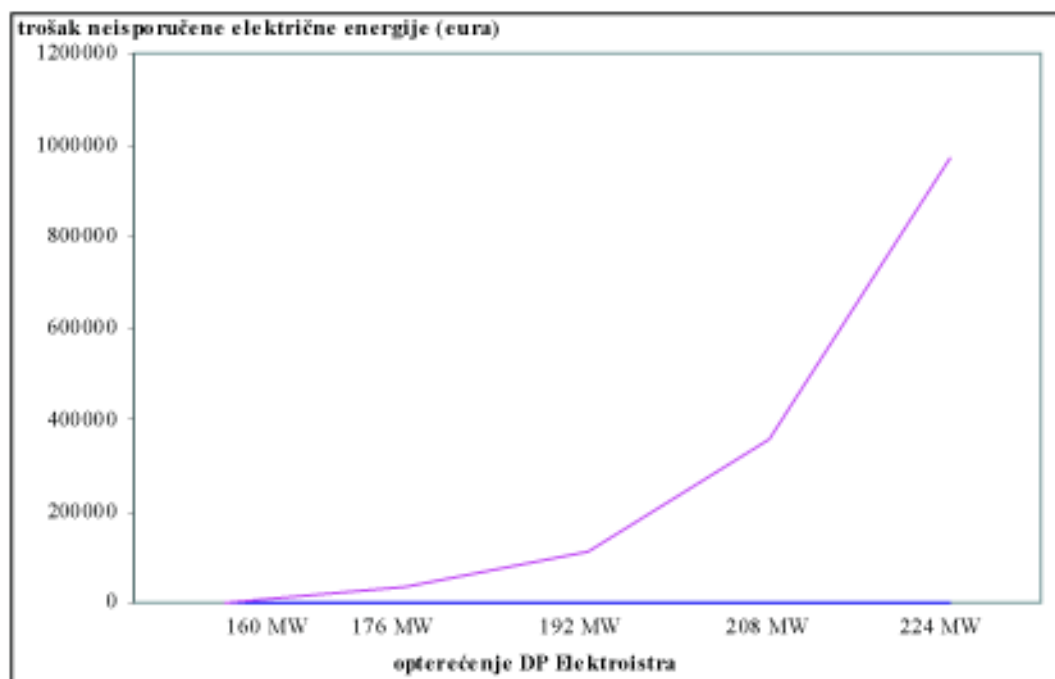
Do porasta konzuma dovoljnog da opravda investiciju u DV 2x220 kV Plomin – Vodnjan i RP 110 kV Vodnjan, sigurnost napajanja potrošača DP Elektroistra moguće je povećati sljedećim zahvatima u mreži:

- rekonstrukcijom i povećanjem prijenosne moći DV 110 kV Plomin – Šijana,
- rekonstrukcijom i povećanjem prijenosne moći DV 110 kV Raša – Dolinka,
- izgradnjom DV 110 kV Plomin – Pazin 2, paralelnog postojećem.

Analize provedene u [10] pokazuju da gornji zahvati samo odgađaju investiciju u RP 110 kV (TS 220/110 kV) Vodnjan i DV 2x110 (220) kV Plomin – Vodnjan, pa je stoga upitna opravdanost većih ulaganja u zamjene i rekonstrukcije samo radi odgode investicije koja se u dogledno vrijeme mora ostvariti.

7.2. Napajanje potrošača na području Dubrovnika i plasman proizvodnje HE Dubrovnik

Potrošači na širem području Dubrovnika danas se napajaju preko TS 110/35 kV Komolac (2x40 MVA), povezane s ostatkom sustava RH samo jednim 110 kV vodom Komolac – Ston, opremljenog vodičima BTAL/Acs 154/19, povećane prijenosne moći u odnosu na



Slika 5. Troškovi neisporučene električne energije ovisno o konzumu DP Elektroistra 2005. godine

alučelne vodiče sličnog presjeka. Budući da se područje Trebinja trenutačno nalazi u drugoj sinkronoj zoni 110 kV vod Komolac – Trebinje uobičajeno je izvan pogona (osim kada se generator HE Dubrovnik priključuje na 2. sinkronu zonu radi ostvarenja komercijalnih aktivnosti HEP-a ili kada je vod Komolac – Ston izvan pogona).

Na TS Komolac radikalno je priključen jedan generator HE Dubrovnik (108 MW), dok je drugi generator preko 220 kV voda priključen na 220 kV sabirnice TS 400/220/110 kV Trebinje i daje svoju proizvodnju u elektroenergetski sustav BiH. U slučaju neraspložitosti jedinog 110 kV voda od Komolca do Stona konzum Dubrovnik (prethodnih godina oko 43 MVA vršno) ne može se napajati u otočnom pogonu s generatorom HE Dubrovnik (konzum ispod tehničkog minimuma generatora), pa se automatski priključuje na drugu sinkronu zonu preko voda Komolac – Trebinje. Otežavajuća okolnost je da trasa voda prolazi područjem s učestalim udarima gromova pa nisu rijetki njegovi ispadi. Raspložitost tog voda u razdoblju 1995. – 2000. [7] prikazana je tablicom 4.

Tablica 4. Prisilna neraspložitost 110 kV DV Komolac – Ston [7]

Godina	Van pogona	Neraspložitost	
	(h)		(%)
1995.	299,6	0,034	3,42
1996.	5,0	0,001	0,06
1997.	11,7	0,001	0,13
1998.	40,0	0,005	0,46
1999.	71,6	0,008	0,82
2000.	21,0	0,002	0,24
Prosjeck	74,8	0,009	0,85

Iz gornjih podataka je vidljivo da je u promatranom razdoblju prosječna neraspložitost 110 kV voda Komolac – Ston bila tri puta veća od prosječne neraspložitosti 110 kV nadzemnih vodova u mreži (0,3 %).

Očito je da je takvo stanje neprihvatljivo sa stajališta sigurnog napajanja dubrovačkog konzuma električnom energijom, a moguće mjere za poboljšanje stanja obuhvaćaju:

- Izgradnju još jedne 110 kV veze od Komolca do Stona (moguće kao etapa rješenja navedenog u nastavku).

- Formiranje TS 220/110 kV Plat i povezivanje iste s ostatkom EES-a Hrvatske DV 2x220(400) kV Plat – Zagvozd/Imotica.

Da bi se jednoznačno moglo odrediti rješenje sigurnijeg napajanja Dubrovnik nužno je definirati status HE Dubrovnik (dugoročnu raspodjelu proizvodnje između EES-u RH i EES-u BiH) te perspektivu izgradnje i trećeg bloka u HE Dubrovnik koja se razmatra od strane HEP – Proizvodnje d.o.o.

U prethodno opisanim proračunima problematika napajanja Dubrovnik nije mogla biti kvalitetno sagledana budući da metoda korištena za analize ne prepoznaje nemogućnost otočnog pogona HE Dubrovnik u odnosu na konzum područja (troškovi neisporučene električne energije su jednaki nuli, jer model pretpostavlja da generator može napajati čvor izoliran od ostatka EES-a). Zbog toga su izvršeni dodatni proračuni, odnosno procjena troškova neisporučene električne energije uz sljedeće pretpostavke:

- generator HE Dubrovnik ne može napajati konzum Dubrovnik u otočnom pogonu,
- 110 kV vod prema Trebinju je konstantno izvan pogona,
- generator 2 HE Dubrovnik je trajno angažiran u napajanju EES-a BiH,
- računski neraspložitost voda Komolac – Ston jednaka je šestogodišnjem prosjeku prema tablici 4, a obuhvaća samo prisilne zastoje (planirani zastoji nisu uključeni u razmatranja jer se pretpostavlja da će se konzum tada napajati preko Trebinja),
- godišnja krivulja trajanja opterećenja TS Komolac jednaka je istoj za čitav sustav.

Troškovi neisporučene električne energije određeni uz gornje pretpostavke predstavljaju maksimalne troškove zbog loše povezanosti konzuma Dubrovnik s ostatkom EES, budući da nije uzeta u obzir mogućnost interventnog napajanja preko Trebinja, ali u obzir nisu uzete ni štete nastale zbog mogućeg gubitka sinkronizma i ispada generatora 1 HE Dubrovnik pri ispadu voda Komolac – Ston.

Promatrane su dvije razine opterećenja TS Komolac: 33 MW (prognozirani udio u trenutku nastupa vršnog opterećenja EES) i 43 MW koliko je iznosilo vršno opterećenje TS Komolac u 2000. godini. Procjena očekivanih troškova neisporučene električne energije prikazana je tablicama 5 i 6.

Tablica 5. Očekivani godišnji troškovi neisporučene električne energije (€) radi loše povezanosti Dubrovnik s ostatkom EES-a ($P_{\max \text{ Komolac}} = 33 \text{ MW}$)

dio godišnje krivulje trajanja opterećenja	troškovi neisporučene električne energije (€)	vjerojatnost redukcije opskrbe (%)
vršna opterećenja	191.850,00	0,75
visoka zimska opterećenja	451.750,00	0,75
visoka ljetna opterećenja	584.584,00	0,75
niska zimska opterećenja	884.205,00	0,75
niska ljetna opterećenja	1.672.650,00	0,75
Ukupno	3.785.039,00	

Tablica 6. Očekivani godišnji troškovi neisporučene električne energije (€) radi loše povezanosti Dubrovnika s ostatkom EES-a ($P_{\max \text{ Komolac}} = 43 \text{ MW}$)

dio godišnje krivulje trajanja opterećenja	troškovi neisporučene električne energije (€)	vjerojatnost redukcije opskrbe (%)
vršna opterećenja	269.000,00	0,75
visoka zimska opterećenja	647.740,00	0,75
visoka ljetna opterećenja	953.953,00	0,75
niska zimska opterećenja	1.152.875,00	0,75
niska ljetna opterećenja	2.174.445,00	0,75
Ukupno	5.198.013,00	

Iz tablica je vidljivo da se godišnje mogu očekivati troškovi neisporučene električne energije radi loše povezanosti TS Komolac s ostatkom EES-a u iznosu od 3,8 do 5,2 milijuna € ovisno o opterećenju TS Komolac (ispitan raspon od 33 MW – 43 MW) ukoliko se zanemari mogućnost interventnog uvoza iz Trebinja. Vjerojatnost redukcije potrošnje Dubrovnika iznosi 0,75 %. U stvarnosti će ovi troškovi biti znatno niži budući da je moguće konzum Dubrovnika interventno napajati preko Trebinja ukoliko je vod Komolac – Ston izvan pogona.

Ukoliko bi se mreža Dubrovnika pojačala na način da se sagradi novi (2x)110 kV dalekovod od Komolca do Stona (bilo kao konačno rješenje, bilo kao 1. etapa dugoročnog rješenja povezivanja Dubrovnika na višoj naponskoj razini, 400 kV ili 220 kV, s ostatkom EES-a) očekivani troškovi neisporučene električne energije bi se smanjili za 3,3 do 4,3 milijuna eura ovisno o vršnom opterećenju TS Komolac (tablice 7 i 8). U proračunima je pretpostavljeno da će novi DV imati istu neraspodivost (0,9 %) kao i postojeći vod.

Ukoliko bi novi dalekovod od Komolca do Stona bio izveden kao jednosistemski (DV 110 kV) očekivani godišnji troškovi neisporučene električne energije bi se kretali u rasponu od 470 do 880 tisuća eura ovisno o vršnom opterećenju TS Komolac. Vjerojatnost redukcije potrošnje iznosila bi tada samo 0,05 %. Ukoliko bi novi dalekovod bio izveden kao dvosistemski (DV 2x110 kV) očekivani godišnji troškovi neisporučene električne energije bi se smanjili na nulu, što znači da bi uz ostvarenu razinu vršnog opterećenja TS Komolac (43 MW) bilo postignuto sigurno napajanje konzuma Dubrovnika (i plasmana snage postojećeg generatora HE Dubrovnik u EES-u Hrvatske) neovisno o raspoloživosti 110 kV voda Komolac – Trebinje.

Profitabilnost različitih rješenja (jednosistemski ili dvosistemski dalekovod u pogonu pod 110 kV) ovisi o investiciji u taj vod, odnosno njegovoj izvedbi te materijalu i presjeku vodiča. Indeksi profitabilnosti, kao omjer između dobitaka od izgradnje (u ovom slučaju razlike u troškovima neisporučene električne energije) i anuitetnih troškova izgradnje prikazani su tablicom P3 u

Tablica 7. Očekivani godišnji troškovi neisporučene električne energije (€) radi loše povezanosti Dubrovnika s ostatkom EES-a ($P_{\max \text{ Komolac}} = 33 \text{ MW}$) uz novi DV 110 kV Komolac – Ston

dio godišnje krivulje trajanja opterećenja	troškovi neisporučene električne energije (€)	vjerojatnost redukcije opskrbe (%)
vršna opterećenja	72.370,00	0,05
visoka zimska opterećenja	104.945,00	0,05
visoka ljetna opterećenja	125.125,00	0,05
niska zimska opterećenja	58.145,00	0,05
niska ljetna opterećenja	109.917,00	0,05
Ukupno	470.502,00	

Tablica 8. Očekivani godišnji troškovi neisporučene električne energije (€) radi loše povezanosti Dubrovnika s ostatkom EES-a ($P_{\max \text{ Komolac}} = 43 \text{ MW}$) uz novi DV 110 kV Komolac – Ston

dio godišnje krivulje trajanja opterećenja	troškovi neisporučene električne energije (€)	vjerojatnost redukcije opskrbe (%)
vršna opterećenja	109.560,00	0,05
visoka zimska opterećenja	195.295,00	0,05
visoka ljetna opterećenja	355.355,00	0,05
niska zimska opterećenja	76.190,00	0,05
niska ljetna opterećenja	143.370,00	0,05
Ukupno	879.770,00	

prilogu. Investicija u novi vod, ovisno o njegovoj izvedbi, određena je prema prosječnim jediničnim cijenama VN opreme [10], a uključuje trošak novog dalekovoda duljine 43,9 km (dužina postojećeg) i dva (za jednosistemski), odnosno četiri (za dvosistemski) nova vodna polja u TS Komolac i TS Ston.

Iz tablice je vidljivo da je novi DV (2x)110 kV Komolac – Ston profitabilan u svim rješenjima s obzirom na njegovu izvedbu, ukoliko se zanemari mogućnost interventnog uvoza iz Trebinja 110 kV vodom Komolac – Trebinje. Konačno rješenje za sigurno napajanje Dubrovnika potrebno je odrediti imajući u vidu:

- Raspodjelu proizvodnje HE Dubrovnik između EES-a RH i EES-a BiH.
- Realnost izgradnje trećeg bloka 108 MW HE Dubrovnik i način njegova angažiranja.
- Stratešku ocjenu prihvatljivosti ovisnosti napajanja Dubrovnika o 110 kV vezi s Trebinjem.

Da bi se stekao potpuni uvid u doprinos pojačanja mreže na području Dubrovnika te odredila konačna izvedba novog voda nužno je provesti analize za njegov cijeli očekivani životni vijek (T~40 godina).

8. ZAKLJUČAK

U članku su prezentirani rezultati probabilističke metode kratkoročnog planiranja razvoja prijenosne mreže HEP-a do 2005. godine. U uvjetima otvorenog tržišta električne energije očekuje se učestalije korištenje probabilističkih metoda u planiranju razvoja prijenosnih mreža. Prednost tih metoda je mogućnost simulacije rada sustava tijekom čitave godine i uzimanje u obzir nekih od najvažnijih nesigurnosti koji se javljaju pri problematici planiranja, te mogućnost određivanja ekonomske koristi (opravdanosti) pojedinih investicija u razvoj mreže.

Rezultate opisanih analiza treba shvatiti kao pomoć mjerodavnim službama unutar nadležnih institucija (HNOSIT, HEP – Prijenos, VRED) u procesu donošenja odluka o investicijama u kratkoročnom razdoblju. Kvalitativni pomak u odnosu na izvršene analize moguće je postići procjenom podataka o neraspoloživostima pojedinih grana u prijenosnoj mreži HEP-a (vodovi, transformatori), kao i priključenih generatora, u kratkoročnom razdoblju uzimajući u obzir očekivanu neraspoloživost radi starosti pojedinih jedinica u mreži. Opisanoj metodi moguće je koristiti i za niz drugih analiza poput određivanja prioriteta za zamjene i rekonstrukcije vodova i transformatora u prijenosnoj mreži HEP-a na temelju njihove ostvarene neraspoloživosti proteklih godina, očekivane neraspoloživosti u budućnosti i porasta očekivanih godišnjih operativnih troškova rada EES-a ovisno o njihovoj ukupnoj neraspoloživosti u promatranom budućem razdoblju.

Izvršene analize pokazuju da je u kratkoročnom razdoblju ekonomski opravdano razmatrati izgradnju

sljedećih novih objekata/vodova u prijenosnoj mreži HEP-a (nakon završetka već pokrenutih investicijskih programa Žerjavinec, Ernestinovo, Split i Rijeka), ukoliko pretpostavimo da će se sljedećih godina održati postignuta razina raspoloživosti grana u prijenosnoj mreži (prema tablicama P1 i P2 u prilogu):

- RP 110 kV Vodnjan i DV 2x110 (220) kV Plomin – Vodnjan je opravdano graditi kada vršno opterećenje potrošača na području DP Elektroistra dostigne iznos od 210 – 220 MW.
- DV (2x)110 (220, 400) kV Komolac – Ston je opravdano sagraditi kao konačno ili etapno rješenje napajanja konzuma Dubrovnika ukoliko se zanemari mogućnost interventnog napajanja Dubrovnika 110 kV vodom Komolac – Trebinje (eventualna strateška odluka). Konačnu izvedbu tog voda (moguće jedinica budućeg DV 2x220 ili 2x400 kV Plat – Zagvozd/Imotica) moguće je odrediti tek nakon konačnog definiranja statusa HE Dubrovnik i određivanja HEP – Proizvodnje prema izgradnji trećeg bloka u toj HE.

Generalno možemo zaključiti da će u kratkoročnom razdoblju većinu financijskih sredstava trebati uložiti u zamjene i rekonstrukcije prijenosne mreže radi održavanja njene visoke raspoloživosti.

Za sveobuhvatnu i potpunu analizu razvoja prijenosne mreže potrebno je kontinuirano provoditi opisane proračune kako bi se nadležnim institucijama osiguralo dovoljno podataka nužnih za donošenje odluka o izgradnji novih vodova i transformatora (transformatorskih stanica) u prijenosnoj mreži.

LITERATURA

- [1] N. DIZDAREVIĆ, M. MAJSTROVIĆ, G. MAJSTROVIĆ, D. BAJŠ, "Zagušenje u prijenosnoj mreži", Energetski institut Hrvoje Požar, Zagreb, 2003.
- [2] "Classification of publications and models on transmission network planning", IEEE Transactions on Power Systems, vol. 18, No. 2, May, 2003.
- [3] "Network planning in a deregulated environment", Cigré WG 37-30, February, 2003.
- [4] M. MAJSTROVIĆ, D. BAJŠ, G. MAJSTROVIĆ, "Metodologija i kriteriji za planiranje razvoja prijenosne mreže u uvjetima otvorenog tržišta električnom energijom", Energetski institut Hrvoje Požar, rujna 2002.
- [5] "Mrežna pravila Hrvatskog elektroenergetskog sustava" – prijedlog, prosinac 2003.
- [6] D. BAJŠ, "Metodologija planiranja razvoja prijenosne mreže zasnovana na ekonomskim i tehničkim kriterijima", Energija br. 4, Zagreb, 2001.
- [7] "Statistika pogonskih događaja u prijenosnoj mreži (1995.-2000.)", HEP, Direkcija za upravljanje i prijenos, 1996., 1997., 1998., 1999., 2000., 2001.
- [8] W. LI, "Incorporating aging failures in power system reliability evaluation", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 17, No. 3, August 2002
- [9] W. LI, "Evaluating mean life of power system equipment with limited end-of-life failure data", IEEE Trans-

actions on Power Systems, Vol. 19, No. 1, February 2004

[10] Razvitak elektroenergetskog sustava Hrvatske do 2030. godine - master plan" (novelacija), Energetski institut Hrvoje Požar, Zagreb, 2001.

[11] "Mjesečni energetski izvještaj – prosinac 2002.", HEP-Prijenos d.o.o., PrP Opatija, 01. 2003., Opatija

PROBABILISTIC APPROACH TO SHORT-TERM DEVELOPMENT PLANNING OF HEP TRANSMISSION NETWORK

In the paper results of probabilistic analysis of the Croatian Electric Power Company transmission network development in a short-term period to 2005 are presented. Based on a huge number of direct current load flows for different operation states of the Croatian electric power system characterised by hydrological situation, exchanges with neighbouring systems and availability of specific branches, expected yearly costs of unsupplied energy are calculated including rescheduling of power plants dispatch to avoid overload of certain branches. Based on the difference between yearly benefit from certain candidates for network reinforcement and annual investment costs of candidates, economic justifications of certain investments are made.

ZUTRITT DER KURZFRISTIGEN ENTWICKLUNGSPLANUNG DES ÜBERTRAGUNGSNETZES KROATISCHER STROMVERSORGUNG MITTELS WAHRSCHEINLICHKEITSRECHNUNG

Ergebnisse wahrscheinlichkeitsrechnerischer Überprüfung der Entwicklung des Übertragungsnetzes der

Kroatischen Elektrizitätswirtschaft im kurzfristigen Zeitabschnitt bis zum Jahre 2005 werden in diesem Artikel dargestellt. Auf Grund zahlreicher am Gleichstrommodell durchgeführter Bestimmungen der Leistungsflüsse für verschiedene Betriebszustände, welche durch hydrologische Gegebenheiten des elektroenergetischen Systems Kroatiens, durch Stromaustausche mit benachbarten Systemen und durch die Verfügbarkeit eigener Netzzweige hervorgerufen werden, berechnet man zu erwartende Jahreskosten für die nichtgelieferte Energie und für die, zwecks Vermeidung der Überlastung einzelner Zweige, durchgeführte Einsatzumverteilung der Kraftwerke.

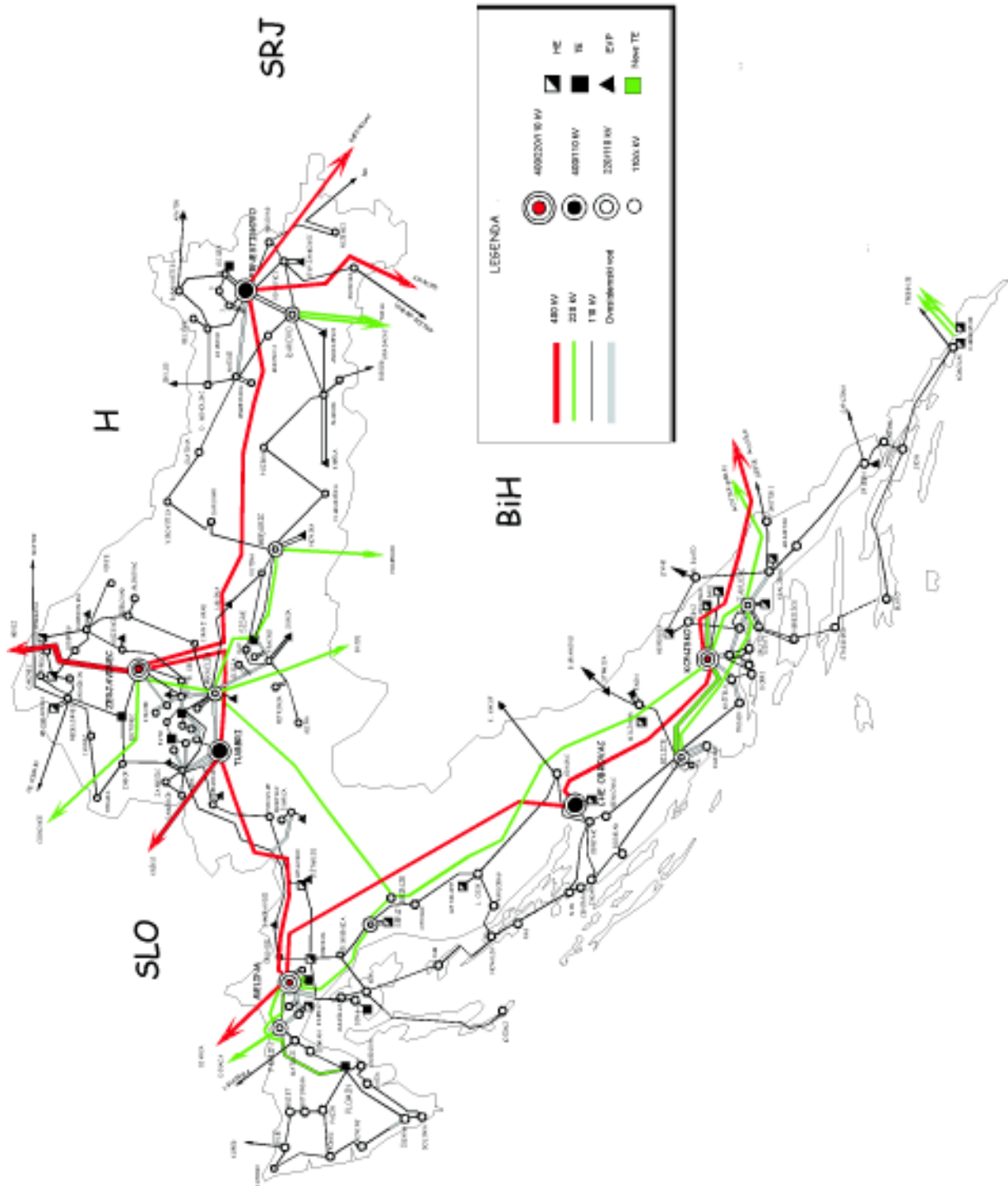
Die wirtschaftliche Rechtfertigung einzelner Geldanlagen wird, auf Grund der Differenz zwischen dem erwarteten Gewinn bei Anwendung einzelner Lösungen der Netzverstärkung und den Annuitäten der entsprechenden Kapitalanlage bewertet.

Naslov pisaca:

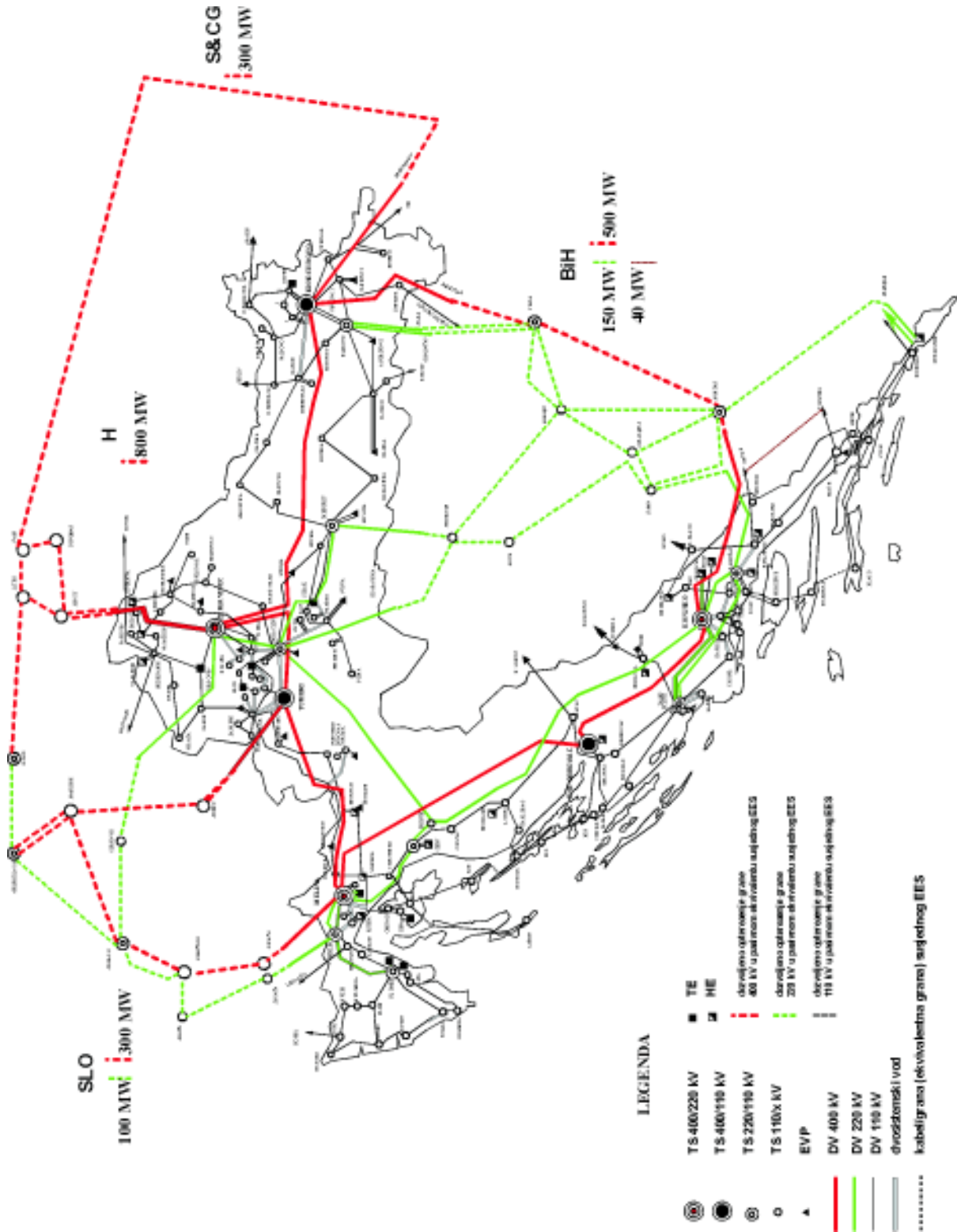
Mr. sc. Davor Bajs, dipl. ing.
prof. dr. sc. Mislav Majstrović, dipl. ing.
mr. sc. Goran Majstrović, dipl. ing.
Energetski institut "Hrvoje Požar",
Savska 163,
10000 Zagreb, Hrvatska

Uredništvo primilo rukopis:
2004 – 06 – 08.

PRILOZI



Slika P1 – Prijenosna mreža na području Republike Hrvatske 2005. godine – stanje nakon rekonekcije (polazna konfiguracija mreže)



Slika P2 – Polazna konfiguracija EES-a RH 2005. godine za analizu Mexico metodom

Tablica P1 – Neraspoloživost vodova u prijenosnoj mreži u razdoblju od 1995. – 2000. godine

	NERASPOLOŽIVOST 400, 220 I 110 KV VODOVA RADI PRISILNIH I PLANIRANIH ZASTOJA (%)													
	2000.		1999.		1998.		1997.		1996.		1995.		PROSJEK	
	planirano	prisilno	planirano	prisilno	planirano	prisilno	planirano	prisilno	planirano	prisilno	planirano	prisilno	planirano	prisilno
400 kV - vod	3,511	0,083	1,857	0,200	3,530	0,503	5,892	0,166	0,720	0,203	0,539	0,764	0,320	1,497
220 kV - vod	2,200	0,132	1,063	0,275	2,509	0,290	1,927	0,125	4,636	0,319	1,281	0,973	0,352	1,311
110 kV - vod	1,390	0,455	1,118	0,172	0,967	0,230	1,232	0,213	1,174	0,173	1,825	0,310	0,259	0,772
110 kV - kabel	2,397	0,000	0,037	0,001	0,151	0,008	0,195	1,042	0,200	0,121	0,000	0,014	0,198	0,347
110 kV - vvod/kabel	2,705	0,542	1,197	0,346	0,358	3,892	0,821	0,042	2,220	0,188	1,034	0,395	0,901	1,145

Tablica P2 – Neraspoloživost transformatora u prijenosnoj mreži u razdoblju od 1995. – 2000. godine

	NERASPOLOŽIVOST TRANSFORMATORA RADI PRISILNIH I PLANIRANIH ZASTOJA (%)													
	2000.		1999.		1998.		1997.		1996.		1995.		PROSJEK	
	planirano	prisilno	planirano	prisilno	planirano	prisilno	planirano	prisilno	planirano	prisilno	planirano	prisilno	planirano	prisilno
400/220 kV	2,861	1,053	0,535	0,131	1,176	0,058	3,789	0,025	0,176	8,745	0,131	0,000	1,669	1,557
400/110 kV	1,386	0,024	0,660	0,022	0,822	0,000	0,339	0,000	3,162	0,000	6,940	0,170	0,036	1,127
220/110 kV	1,695	0,243	1,365	0,267	1,366	1,474	1,563	0,906	2,152	0,220	1,521	0,331	0,574	1,092
110kV kV	1,123	0,335	0,587	0,22(0,533	0,214	1,177	0,681	0,939	0,119	0,865	0,240	0,303	0,587

Tablica P3 – Indexi profitabilnosti za različite izvedbe novog DV Komolac – Ston (u pogonu pod 110 kV)

DV 110 kV Komolac - Ston materijal i presjek vodiča	Nazivni napon	Investicija (eura)	Anuitet (eura)	Dobit ($P_{komolac} = 33$ MW)		Dobit ($P_{komolac} = 43$ MW)		Index profitabilnosti	
				(eura)	(eura)	($P_{komolac} = 33$ MW)	($P_{komolac} = 43$ MW)		
Al/Č 240 mm ²	110	4.011.500	405.162	3.314.537	4.318.243	8,18	10,66		
2xAl/Č 240 mm ²	110	6.486.500	655.137	3.785.039	5.198.013	5,78	7,93		
Al/Č 360 mm ²	220	5.109.000	516.009	3.314.537	4.318.243	6,42	8,37		
2xAl/Č 360 mm ²	220	8.023.000	810.323	3.785.039	5.198.013	4,67	6,41		
Al/Č 490 mm ²	400	9.938.000	1.003.738	3.314.537	4.318.243	3,30	4,30		
2xAl/Č 490 mm ²	400	17.022.500	1.719.273	3.785.039	5.198.013	2,20	3,02		