

Dr. sc. Mislav Majstrovic, dipl. ing  
Mr. sc. Davor Bajs, dipl. ing  
Goran Majstrovic, dipl. ing  
Energetski institut "Hrvoje Požar", Zagreb

## **RAZVOJ PRIJENOSNE MREŽE U REPUBLICI HRVATSKOJ I MOGUĆNOSTI POVEZIVANJA SA SUSJEDNIM EES**

### **SAŽETAK**

Prijenosna mreža na području Republike Hrvatske je građena kao sastavni dio prijenosne mreže bivše Jugoslavije, te je kao takva bila prilagođena obliku i karakteristikama bivše države. Osamostaljenjem Republike Hrvatske nastale su nove okolnosti u gospodarskom i energetske pogledu, te je u skladu s tim trebalo na odgovarajući način pojačati prijenosnu mrežu i prilagoditi je obliku državnog teritorija. U priloženom članku se na temelju istraživanja provedenih u Energetskom Institutu "Hrvoje Požar" daje prikaz trenutnog stanja prijenosne mreže na području Republike Hrvatske, opisuju se mogući pravci njenog razvoja i ocjenjuje perspektiva gradnje novih interkonektivnih vodova prema susjednim EES.

**Ključne riječi:** prijenosna mreža, 400 kV interkonektivni vodovi, mogući pravci razvoja prijenosne mreže Republike Hrvatske, perspektiva gradnje novih interkonekcija

## **CROATIAN TRANSMISSION NETWORK DEVELOPMENT AND POSSIBILITIES OF NEW INTERCONNECTION LINES BUILDING**

### **ABSTRACT**

Croatian transmission network has been developed as a part of former Yugoslavian transmission network, so it was adjusted to the shape and characteristics of the former state. New circumstances in economy and energy usage appeared after the Republic of Croatia and other former Yugoslav republics became independent. Croatian transmission network has to be strengthened and redesigned according to the country shape. This paper presents actual state of Croatian transmission network, deals with possible ways of network development and estimates the possibilities of new interconnection lines building, on the bases of researches made in Energy Institute "Hrvoje Požar".

**Key words:** transmission network, 400 kV interconnection lines, network development, possibilities of new interconnection lines building

### **1. UVODNO**

Nakon raspada Jugoslavije početkom 90-ih godina Republika Hrvatska je naslijedila prijenosnu mrežu razvijanu za potrebe tadašnje zajedničke države. Prilagođivanje prijenosne mreže potrebama vlastitog EES-a znatno je usporeno agresijom, kada je niz objekata mreže oštećeno ili uništeno ratnim razaranja. Uništeni su ili okupirani ključni objekti poput TS 400/110 kV Ernestinovo, RHE Obrovac, DV 400 kV Tumbri-Ernestinovo, DV 400 kV Melina-Obrovac-Konjsko, DV 220 kV Konjsko-Brinje-Mraclin, izravno su napadani i oštećeni elektroenergetski objekti TS Tumbri, Bilice, Meline, Konjsko, na pojedinim područjima gotovo je u potpunosti uništena 110 kV mreža. Najteže posljedice ratne agresije dogodile su

se u dijelovima prijenosne mreže (i EES-a u cjelini) na području Slavonije i Dalmacije. Okupacijom i uništenjem ključne pojne točke slavonsko-baranjskog područja TS 400/110 kV Ernestinovo, prekidom 220 kV veza s Bosnom, i pojedinih dionica 110 kV mreže (Osijek, Vukovar, B. Manastir, i dr.) napajanje potrošača u ovom dijelu sustava ozbiljno je ugroženo, gotovo onemogućeno. Od prestanka ratnih aktivnosti provodi se sustavna obnova ratom oštećenih i uništenih objekata prijenosne mreže, te se u nju ulažu velika financijska sredstva. Nužna obnova mreže dovodi do zaostajanja u potrebnom održavanju ostalih objekata i razvoju prijenosne mreže u cjelini. Kao posljedica opisanog stanja u današnjem trenutku (početak 2001. godine) primjećuje se nezadovoljavajuća pouzdanost i sigurnost opskrbe pojedinih grupa potrošača na lokalnoj i regionalnoj razini. Najznačajniji tehnički problemi u pogledu prijenosne mreže Republike Hrvatske trenutno su sljedeći:

- izrazito loša povezanost istočnog dijela EES s ostatkom sustava uzrokovana ratnim razaranjima i uništenjem glavne pojne točke tog područja, TS 400/110 kV Ernestinovo, te veliki broj provizorija u mreži tog dijela EES koji ne omogućavaju dovoljnu sigurnost napajanja potrošača električnom energijom,
- prekid 400 kV veza preko BiH i kao posljedica toga radialna struktura 400 kV mreže RH, te loša povezanost južnog dijela EES s velikom koncentracijom hidroelektrana i sjeverozapadnog dijela EES s najvećom koncentracijom potrošnje,
- visoka starost dalekovoda i transformatorskih stanica, te nedovoljna ulaganja u njihovo održavanje i revitalizaciju,
- nezadovoljavajuća sigurnost napajanja velikih gradova (Zagreb, Split, Osijek) na razini prijenosne mreže,
- smanjena pouzdanost napajanja potrošača na razni pojedinih regija ili gradova (Istra, Dubrovnik), i dr.

Kao mjere koje je nužno poduzeti u kratkoročnom i dugoročnom razdoblju u cilju otklanjanja današnjih nedostataka u funkcioniranju prijenosne mreže navodimo sljedeće:

- 1) obnova svih ratom oštećenih i uništenih objekata mreže (uspostava prijeratne konfiguracije mreže),
- 2) revitalizacija i modernizacija dotrajalih elemenata u mreži,
- 3) izgradnja novih tehno-ekonomski opravdanih objekata mreže u cilju zadovoljavanja potrošnje i izgradnje novih proizvodnih postrojenja,
- 4) čvršće povezivanje sa susjednim EES izgradnjom novih 400 kV interkonektivnih vodova, u svijetlu otvaranja tržišta električne energije u ovom dijelu Europe.

## 2. MOGUĆI PRAVCI RAZVOJA PRIJENOSNE MREŽE

Tijekom 1997. i 1998. godine u Energetskom Institutu "Hrvoje Požar" izrađena je studija "Razvitak EES Hrvatske do 2030. godine – Master plan". Studija je obuhvatila dugoročno planiranje EES u svim svojim funkcionalnim cjelinama: planiranje potrošnje i karakteristika potrošnje električne energije, planove izgradnje novih proizvodnih postrojenja, prijenosne i distribucijske mreže, ekološke i financijske aspekte razvoja EES. Prijenosna mreža je planirana s obzirom na referentni scenarij potrošnje električne energije i referentni plan izgradnje novih proizvodnih postrojenja. Planiranje razvoja EES RH je izvršeno uz pretpostavku nezavisnosti i samodostatnosti sustava. U planiranju razvoja prijenosne mreže korištena je metodologija ekonomsko-tehničkog pristupa koja se zasniva na *Mexico* metodi i proračunima izmjeničnih tokova snaga (lit. [1]).

### 2.1. Metodologija planiranja razvoja prijenosne mreže

Ekonomsko-tehnički pristup omogućava sagledavanje bitnih odrednica u procesu planiranja razvoja prijenosne mreže kao što su ekonomska opravdanost odnosno profitabilnost određenog pojačanja, zadovoljavanje tehničkih kriterija (održavanje napona i opterećenja vodiča i transformatora u dozvoljenim granicama), te ocjena sigurnosti opskrbe (n-1 analiza). Postupak planiranja se sastoji od sljedećeg:

- Predviđanje vršnog opterećenja EES razmatrane godine
- Raspodjela opterećenja na pojedina čvorišta mreže
- Predviđanje potrebne izgradnje i lokacija za nove proizvodne objekte, te određivanje njihovog priključka na mrežu

- Ekonomska analiza i detektiranje slabih dijelova (grana) mreže
- Analiza profitabilnosti mogućih pojačanja mreže i određivanje "ekonomski optimalne" konfiguracije prijenosne mreže za razmatranu godinu, ovisno o pretpostavljenoj potrošnji i izgradnji novih proizvodnih postrojenja
- Tehničke analize s konfiguracijom prijenosne mreže određene u prethodnim ispitivanjima (naponski profil, opterećenje pojedinih elemenata, n-1 analiza, iznimna pogonska stanja, mogućnosti razmjene sa susjednim elektroenergetskim sustavima i dr.)
- Određivanje konačne konfiguracije i ukupnih troškova razvoja prijenosne mreže za razmatranu godinu

Nakon određivanja konfiguracije prijenosne mreže u razmatranoj godini, pristupa se planiranju razvoja za sljedeće razdoblje. Profitabilnost svih pojačanja mreže treba provjeriti u sljedećem razdoblju, te ukoliko se pokaže da određeno pojačanje nije više profitabilno, potrebno je razmotriti neko drugo pojačanje za prethodno razdoblje i odrediti novu konfiguraciju mreže. Za dugoročno planiranje moguć je i obrnut postupak. Za predviđeno vršno opterećenje sustava (raspodijeljeno na pojedina čvorišta mreže) krajnje godine, i predviđenu izgradnju novih elektrana, obavlja se ekonomska analiza na polaznoj (postojećoj) konfiguraciji prijenosne mreže, te se detektiraju sve slabe grane u mreži, analizira profitabilnost svih pojačanja i odredi optimalna konfiguracija za krajnju godinu razmatranja, a zatim se ispitivanjima za prethodna razdoblja određuje dinamika izgradnje pojedinih pojačanja mreže.

Mexico je simulacijsko-optimizacijski model zasnovan na metodama vjerojatnosti, istosmjernim tokovima snaga i linearnom programiranju, koji omogućava procjenu operativnih troškova rada elektroenergetskog sustava tijekom čitave godine, te očekivani iznos neisporučene električne energije.

Procjena godišnjih troškova rada EES i neisporučene el. energije se temelje na *MONTE CARLO* metodi i velikom broju proračuna istosmjernih tokova snaga za različita uklopna stanja mreže određena raspoloživošću pojedinih elemenata (vodovi, transformatori, elektrane). Utjecaj neraspoloživosti pojedinih komponenti sustava na sigurnost opskrbe potrošača i troškove rada sustava se određuje *MONTE CARLO* metodom. Metodom slučajnih brojeva određuje se uklopno stanje za svaku komponentu EES (vod, transformator, generator), tako da joj se pridruži stanje "isključeno" ukoliko se slučajno odabrani broj između 0 i 1 nalazi u granicama od 0 do  $q$ , gdje je  $q$  neraspoloživost te komponente. Nakon određivanja uklopnog stanja svake od komponenti sustava, vrši se proračun istosmjernih tokova snaga, te se detektiraju preopterećeni dijelovi mreže, nakon čega se preopterećenje pokušava izbjeći preraspodjelom proizvodnje između elektrana u sustavu, a ukoliko to nije moguće, isključenjem pojedinih potrošača. Optimizacijski postupci omogućavaju angažman elektrana prema minimalnim troškovima proizvodnje i određivanje isključenja potrošača koji za određeno stanje rezultiraju minimalnim troškovima neisporučene el. energije. Na osnovu nekoliko tisuća proračuna tokova snaga sa slučajno odabranim uklopnim stanjima mreže model izračunava prosječne vrijednosti troškova proizvodnje termoelektrana, troškove dodatne proizvodnje hidroelektrana (iznad polazno pretpostavljenog angažmana radi izbjegavanja preopterećenja u mreži), te troškove neisporučene el. energije, koji zajedno čine operativne troškove rada sustava, za pojedine dijelove godišnje krivulje trajanja opterećenja.

Osim procjene godišnjih operativnih troškova rada EES, *MEXICO* model izračunava iznos marginalne dobiti za određeni element mreže, odnosno procjenjuje očekivano marginalno smanjenje operativnih troškova kod povećanja kapaciteta grane za 1 MW. Visoki iznos marginalne dobiti ukazuje na slabu granu u mreži na kojoj se, uz određenu vjerojatnost, mogu očekivati neka ograničenja (povećani troškovi termoproizvodnje, dodatni troškovi hidroproizvodnje, neisporučena el. energija). Grana sa najvećim marginalnim troškovima najvažniji je kandidat za pojačanje. Uz odabrano pojačanje (prema visini marginalne dobiti za neku granu) obavlja se nova simulacija i određuju operativni troškovi rada EES s razmatranim pojačanjem, te se na osnovu razlike između operativnih troškova rada sustava sa i bez pojačanja (dobitak od pojačanja), te anuitetnih investicijskih troškova razmatranog pojačanja, određuje indeks profitabilnosti novog elementa u prijenosnoj mreži, kao omjer između dobitka od pojačanja i anuitetnih investicijskih troškova. Ukoliko je indeks profitabilnosti veći od 1, razmatrano pojačanje je profitabilno. Ukoliko se za otklanjanje određenog ograničenja u mreži može birati između različitih pojačanja, odabrati treba ono čiji je indeks profitabilnosti najveći.

Nakon određivanja pojačanja mreže za otklanjanje ograničenja na grani s najvećom marginalnom dobiti, postupak se ponavlja do stanja kada više ne postoji profitabilno pojačanje mreže (što ne znači da na nekim granama nisu moguća ograničenja). Takva konfiguracija prijenosne mreže je ekonomski optimalna za razmatranu godinu.

Jednom od metoda izmjeničnih tokova snaga (Gauss-Seidelova, Newton-Rapsonova i dr.), odnosno programom izmjeničnih tokova snaga provjerava se konfiguracija prijenosne mreže za razmatranu godinu (razdoblje) određena ekonomskim analizama, za različite vrijednosti proizvodnje i

potrošnje u sustavu, te se razmatra ugradnja novih elemenata prijenosne mreže (novi vodovi, transformatori, kondenzatori, prigušnice) radi zadovoljenja određenih tehničkih uvjeta kao što su:

- održavanje napona unutar dozvoljenih granica
- siguran plasman snage pojedinih elektrana
- omogućavanje predviđenih (ugovorenih) razmjena, odnosno tranzita, i dr.

## 2.2. Ulazne pretpostavke

Planiranje razvoja prijenosne mreže je izvršeno uz slijedeće osnovne pretpostavke:

- vršno opterećenje EES  $\Rightarrow$  2758 MW ("nazivne" 2000.)  
4840 MW ("nazivne" 2030.)
- troškovi neisporučene električne energije  $\Rightarrow$  5 DEM/kWh
- referentna diskontna stopa  $\Rightarrow$  8 %
- neraspoloživost prijenosne mreže BiH "nazivne" 2000., raspoloživost prijenosne mreže BiH od "nazivne" 2005. godine ali s upitnom pouzdanošću
- uspostava prijeratne konfiguracije mreže do "nazivne" 2000. godine
- plan ulaska u pogon novih proizvodnih postrojenja i izlaska iz pogona postojećih prema tablici 1
- pretpostavljene (ne definirane) lokacije novih proizvodnih postrojenja
- zadržavanje pogona cjelokupne 220 kV mreže u studiranom razdoblju

Tablica I Referentni scenarij izgradnje i izlaska iz pogona elektrana u EES Hrvatske

RAZDOBLJE	ELEKTRANA	SNAGA	IZLAZAK IZ POGONA
do 2000.	TE Plomin 2 TETO Zagreb ELTO Zagreb	210 MW 190 MW 51 MW	
2000.-2005.	Nova Plinska – P1-300 HE Lešće	300 MW 40.1 MW	
2005.-2010.	Nova Plinska – P2-300 HE Podsused HE Drenje	300 MW 43.0 MW 39.3 MW	
2010.-2015.	Nova Ugljen – U1-500 Nova Plinska – P3-300 HE Novo Virje	500 MW 300 MW 137.2 MW	EL-TO Zg 2 TE-TO Zg 1 TE-TO Zg 3 TE Sisak 1 PTE Osijek KTE Jertovec
2015.-2020.	Nova Plinska – P4-300 HE Kosinj Nova Plinska – P5-300 Nova Plinska – P1-200 Nova Plinska – P1-100 HE Senj 2	300 MW 52 MW 300 MW 200 MW 100 MW 331.0 MW	Plomin 1 TE Rijeka TE-TO Osijek TE Sisak 2
2020.-2030.	Nova Ugljen – U2-500 Nova Plinska – P6-300 HE Ombla Nova Ugljen – U1-350 HE Krčić	500 MW 300 MW 63.0 MW 350 MW 7.86 MW	NE Krško

## 2.3. Potrebna izgradnja prijenosne mreže u razdoblju između 2000. i 2030. godine

Konfiguracije prijenosne mreže određene ispitivanjima provedenim u Master planu prikazane su slikama 1 – 3 (prilog 1). Važno je napomenuti da je to samo jedno viđenje razvoja prijenosne mreže određeno pretpostavkama opisanim u prethodnom poglavlju. Utjecajni faktori koji bi mogli rezultirati drugačijim predviđanjima razvoja prijenosne mreže su:

- drugačija stopa porasta potrošnje u EES Hrvatske od predviđene,
- drugačiji plan izgradnje i lokacija novih proizvodnih postrojenja,

- eventualno opredjeljenje RH i HEP-a za jačanjem interkonekcija u cilju povećavanja mogućnosti razmjene energije i veće tranzitne uloge EES RH,
- moguća rekonstrukcija 220 kV mreže i iskorištenje trasa postojećih 220 kV vodova za izgradnju novih 400 kV vodova,
- odstupanje od principa samodostatnosti EES i veće oslanjanje na susjedne prijenosne mreže i njihovu tranzitnu ulogu u povezivanju pojedinih dijelova EES RH, i dr.

U prikazanim planovima razvoja prijenosne mreže RH predviđa se izgradnja samo jednog novog interkonektivnog voda 2x400 kV Ernestinovo-Pecs. Tijekom 1997. godine predstavnici HEP-a i Mađarskog MVM-a započeli su razgovore oko uspostavljanja spomenute interkonekcije. Prednosti međusobnog povezivanja elektroenergetskih sustava dobro su poznate: od smanjenja potrebne izgradnje novih elektrana, do ekonomičnijeg vođenja pogona. Za Hrvatsku je od posebnog značaja čvršće povezivanje s Mađarskom, budući da je ostvarivanjem sinkronog rada CENTRELA-a i UCTE-a Mađarska postala značajan partner u boljem povezivanju kako s zapadnim, tako i s istočnim elektroenergetskim sustavima.

Izbor istočne Slavonije kao područja koji bi trebalo povezati s Mađarskom, nakon uspostavljanja interkonekcije sjeverozapadnog dijela EES s Hevizom, je logičan, kako iz današnje perspektive tako i iz buduće. Istočni dio EES-a Hrvatske snažno se oslanja na susjedne sustave BiH i Srbije, te u uvjetima radijalne povezanosti s ostatkom sustava samo jednim 400 kV vodom direktno ovisi o tim vezama. Izgradnjom nove 400 kV interkonekcije osigurao bi se još jedan elektroenergetski dobavni koridor, neovisan o Sloveniji i sjevernoj Italiji, te smanjile ovisnosti o raspoloživosti veza prema BiH i Srbiji. Nadalje bi se zatvaranjem 400 kV veze Ernestinovo-Pecs (uz zatvaranje Mađarske dionice Pecs-Paks) stvorila paralela 400 kV vodu Ernestinovo-Žerjavinec koja bi mogla predstavljati rezervu u slučaju njegove nerasploživosti.

Povezivanjem Mađarske i Hrvatske još jednim 400 kV vodom povećava se i tranzitna uloga EES Hrvatske koja bi donijela određenu dodatnu ekonomsku korist. U skladu s globalizacijom tržišta el. energijom, i izraženim težnjama zapadnoeuropskih zemalja za boljim povezivanjem s istokom (crnomorske zemlje, bliski Istok, sj. Afrika), snažnijim povezivanjem s Mađarskom mogli bi se podržati veći tranziti na pravcu sjeverozapad-jugoistok i obratno.

*Mexico* modelom izračunati su očekivani godišnji operativni troškovi rada EES s novim 400 kV dvosistemskim vodom Ernestinovo-Pecs za različite polazne pretpostavke ovisne o lokaciji nove elektrane u EES Hrvatske, pouzdanosti veza preko BiH i SRJ, te mogućih uvoza energije sa zapada (UCTE) ili istoka (Ukrajina). Svrha ekonomske analize nije bila izračunavanje profitabilnosti nove interkonekcije budući da njome nisu obuhvaćene sve prednosti koje ona pruža (odgoda potrebne izgradnje elektrana, smanjenje rotirajuće rezerve, dobici od tranzita i dr.).

Ovisno o mogućem uvozu energije razmatrana su stanja kada nema mogućnosti dodatnog uvoza (saldo razmjene jednak nuli), pa grana Ernestinovo-Pecs tada na modelu predstavlja interno pojačanje hrvatske mreže, te stanja kada je moguće tijekom čitave godine uvoziti iz Mađarske (na modelu simulirano elektranom priključenom na 400 kV čvorište Paks) energiju, maksimalne snage od 600 MW, po cijeni od 3 c/kWh.

Ovisno o lokaciji za novu elektranu predviđenu za izgradnju do "nazivne 2005. godine" ukupne snage 300 MW razmatrano je stanje kada je nova elektrana smještena u Slavoniji i priključena na 400 kV sabirnice u Ernestinovu, i stanje kada je elektrana izgrađena u Dalmaciji i priključena na 400 kV sabirnice u Obrovcu (na modelu su uključene i nove grane Konjsko-Obrovac i Obrovac-Tumbri). Varijanta s novom elektranom u Obrovcu (ili nekoj drugoj lokaciji u Dalmaciji što nema utjecaja na ovaj proračun) je realnija u slučaju odabira opcije s ugljenom kao gorivom za nova proizvodna postrojenja. Za drugu elektranu snage 300 MW koja se treba sagraditi između 2005. i 2010. godine pretpostavljen je priključak na 400 kV sabirnice u Konjskom za sve varijante proračuna.

Veze s BiH i SRJ su i u ovom slučaju tretirane dvojako radi njihove upitne pouzdanosti i buduće raspoloživosti. Model bez uspostavljenih veza preko tih sustava podrazumijeva otvaranje 400 kV vodova Ernestinovo-Obrenovac (Mladost) i Ernestinovo-Tuzla, te 220 kV vodova Đakovo-Tuzla (Gradačac), Međurić-Prijedor i Mraclin-Jajce, dok su veze na južnom dijelu (Konjsko-Mostar, Dubrovnik-Trebinje, Trebinje-Mostar, Trebinje-Podgorica i dr.) zatvorene. Ispitivana konfiguracija EES Hrvatske uključuje DV (2x)220 kV Međurić-Đakovo kojime se osigurava podrška glavnoj 400 kV vezi s kojom je istočna Hrvatska povezana s ostatkom EES-a.

Analiza *Mexico* modelom pokazuje da se uspostavom nove grane Ernestinovo-Pecs očekivani godišnji operativni troškovi rada EES smanjuju, ne samo zbog povećanih mogućnosti uvoza energije, već i radi stvaranja paralelne 400 kV veze preko Mađarske koja može poslužiti i kao interno pojačanje 400 kV mreže Hrvatske, te da je to smanjenje veće ukoliko nisu raspoložive veze preko BiH i SRJ, ili ukoliko se nova elektrana izgradi izvan područja Slavonije.

Ukoliko promatramo stanje bez mogućeg uvoza energije iz Mađarske s novom elektranom 300 MW priključenom na TS 400/110 kV Ernestinovo pokazuje se da se izgradnjom voda Ernestinovo-Pecs bitno smanjuje ovisnost o raspoloživosti veza preko BiH i SRJ, budući da novi vod u potpunosti otklanja moguća preopterećenja 110 kV mreže (vodovi Daruvar-Međurić, N. Gradiška-Požega, Našice-Slatina i Kutina-Sisak) pri nerasploživosti 400 kV voda Ernestinovo-Žerjavinec i nove elektrane ili TETO Osijek. Dobitak od izgradnje nove interkonekcije s Mađarskom je vidljiva u smanjenju očekivanih operativnih troškova rada EES radi manjih troškova proizvodnje (goriva) i očekivanih troškova neisporučene el. energije koji bi mogli uslijediti pri spomenutim događajima.

Korist od izgradnje voda Ernestinovo-Pecs je još očitija ukoliko bi se nova elektrana od 300 MW izgradila na području Dalmacije, što znači da bi istočna Hrvatska bila u potpunosti ovisna o raspoloživosti prijenosne mreže. Moguća ograničenja koja bi rezultirala većim troškovima rada EES radi preraspodjele proizvodnje u elektranama ili mogućih redukcija javljala bi se na sljedećim granama: transformatori 220/110 kV Đakovo, Daruvar-Međurić, N. Gradiška-Požega, Kutina-Sisak, Tumbri-Mraclin, Jertovec-Nedeljanec, Našice-Slatina i Mraclin-Sisak (220 kV). Ekonomska analiza pokazuje da paralelna 400 kV veza preko Mađarske u potpunosti otklanja opasnost od mogućih preopterećenja na tim granama.

Ukoliko promatramo stanje s mogućim uvozom energije preko Mađarske maksimalne snage do 600 MW, po cijeni od 3 c/kWh, ograničenja na svim spomenutim granama se povećavaju, bez obzira na lokaciju nove elektrane (porast ograničenja je manji ukoliko je elektrana locirana u Slavoniji). Vod Ernestinovo-Pecs otklanja moguća preopterećenja i osigurava uvoz energije tijekom čitave godine, što omogućava ekonomičnije vođenje pogona.

Na osnovu izvršenih analiza može se zaključiti da glavne koristi od izgradnje 400 kV voda Ernestinovo-Pecs proizlaze iz slijedećeg:

- interno pojačanje prijenosne mreže EES Hrvatske radi uspostavljanja paralelne 400 kV veze preko Mađarske,
- smanjenje ovisnosti u napajanju istočnog dijela EES o raspoloživosti veza preko BiH i SRJ,
- veće mogućnosti tranzita između sjeverozapada i jugoistoka, uz ekonomsku korist koja bi se mogla ostvariti posebno u svjetlu globalizacije tržišta el. energijom i povezivanja UCTE s jugoistočnom Europom, bliskim istokom i sj. Afrikom,
- povećane mogućnosti uvoza energije (snage) što omogućava ekonomičnije vođenje pogona i angažiranje elektrana u EES Hrvatske.

#### **2.4. Revitalizacija objekata prijenosne mreže u razdoblju između 2000. i 2030. godine**

Prijenosna mreža na području Republike Hrvatske se intenzivno razvija od završetka II svjetskog rata, što znači da su neki objekti i elementi mreže u pogonu više od četrdeset godina. Nezadovoljavajuće stanje pojedinih objekata posljedica je dotrajlosti opreme i neredovitog održavanja uzrokovanog pomanjkanjem financijskih sredstava. Agresija kojoj smo bili izloženi usmjerila je više pažnje k većim i manjim popravcima nužnim za održavanje pogona i obnovi uništenih objekata, što je rezultiralo smanjenim aktivnostima na revitalizaciji starijih objekata u prijenosnoj mreži.

Problemi zbog dotrajlosti opreme u ovom trenutku najočitiiji su u 110 kV mreži, što je razumljivo budući da su se objekti tog nazivnog napona prvi gradili. Izgradnja mreže 220 kV napona odvijala se krajem pedesetih i tijekom šezdesetih godina, pa se očekuje da će uskoro i ona trebati veće zahvate na revitalizaciji. 400 kV mreža je građena u drugoj polovici sedamdesetih, što znači da će uz pretpostavljenu životnu dob električkih komponenti nadzemnih vodova (vodiči, zaštitna užad, izolatori i dr.) od 40 godina, revitalizaciju gotovo svih vodova trebati provesti u razdoblju nakon 2015. godine. Prema podacima iz godišnjeg izvještaja Direkcije za prijenos oko 1000 km dalekovoda 110 kV (i 220 kV vod Zakućac-Mostar) stariji su od 40 godina, što znači da su električke komponente tih vodova premašile očekivanu životnu dob. Zbog starosti tih dalekovoda bitno je smanjena pouzdanost pogona i sigurnost opskrbe potrošača el. energijom. Gledajući po pojedinim Prijenosnim područjima, najveći broj dalekovoda starijih od 40 godina nalazi se u PrP Zagreb (444 km), što je skoro petina u ukupnoj duljini dalekovoda u tom dijelu sustava. Najveći broj dalekovoda koji su dostigli očekivanu životnu dob električkih komponenti nakon zagrebačkog područja nalazi se u PrP Split (194 km), odnosno 11 % od ukupne duljine dalekovoda na tom području. Najbolje stanje sa starošću dalekovoda je u PrP Osijek (78 km DV starijih od 40 god.), ali su zato ratna razaranja tamo bila najveća što će zahtijevati znatna sredstva u obnovi uništenih ili oštećenih elemenata mreže.

U elektroenergetskom sustavu Hrvatske nalazi se i 14 transformatorskih stanica 110/x kV starijih od 35 godina, koliko iznosi očekivana životna dob polja (11 % od ukupnog broja TS 400, 220, 110/x kV). Uz očekivanu životnu dob od 50 godina, prve zamjene energetske transformatora se mogu očekivati već nakon 2000. godine, ovisno o potrebama konzuma. Usporedo s revitalizacijom vodova i

transformatorskih stanica treba predvidjeti i zamjenu drugih važnih komponenti koje čine prijenosnu mrežu: telekomunikacijskih veza, zaštitnih uređaja, komponenti sustava daljinskog upravljanja i dr.

Planiranje revitalizacije pojedinih jedinica (elemenata) prijenosne mreže možemo podijeliti u dvije grupe: operativno planiranje i dugoročno planiranje. Prioritete za kratkoročnu revitalizaciju (unutar nekoliko godina) potrebno je odrediti ne samo prema očekivanoj životnoj dobi pojedine jedinice (komponente) mreže, već i prema njegovom stvarnom (snimljenom) stanju i ulozi koju ima u elektroenergetskom sustavu. Ukoliko ispitivanja pokažu da zbog starosti pojedine jedinice (komponente) pouzdanost pogona nije bitno smanjena ili da nije ugrožena sigurnost opskrbe potrošača, revitalizaciju treba odgoditi i maksimalno iskoristiti raspoloživa financijska sredstva u revitalizaciju drugih objekata u prijenosnoj mreži.

Plan revitalizacije objekata prijenosne mreže i njena financijska vrijednost u studiji dugoročnog planiranja EES Hrvatske je određena na osnovu očekivane životne dobi pojedinih jedinica mreže (kabeli, nadzemni vodovi-električki i građevinski dijelovi, polja, transformatori, transformatorske stanice-električki i građevinski dio).

## 2.5. Ukupni troškovi razvoja prijenosne mreže u razdoblju između 2000. i 2030. godine

Ukupni troškovi razvoja prijenosne mreže u razdoblju od 2000. do 2030. godine uključuju troškove potrebne za izgradnju novih objekata prijenosne mreže i revitalizaciju postojećih. U ukupne troškove nisu uračunati troškovi priključnih dalekovoda za nova proizvodna postrojenja kojima nije točno definirana (poznata) mikrolokacija, zbog njihove nepoznate duljine, kao ni sredstva potrebna za obnovu ratom uništenih ili oštećenih objekata.

Iz provedenih analiza je vidljivo da bi do "nazivne 2000. godine" bilo potrebno uložiti znatna financijska sredstva koja su rezultat novih elektroenergetskih okolnosti nastalih osamostaljenjem R. Hrvatske, te zaostataka u nužnoj izgradnji i revitalizaciji posljednjih godina. Nazivna 2000. godina pri tom ne predstavlja vremensku 2000. godinu, već stanje sustava (prijenosne mreže) koje bi bilo poželjno ostvariti u cilju otklanjanja većine sadašnjih problema. Očito je da se takvo stanje ne može postići već sada (realno je očekivati kašnjenje od oko 5-10 godina), pa će se time i investicije ravnomjernije rasporediti po pojedinim petogodištima. Nakon određivanja ukupnih raspoloživih sredstava koje HEP može izdvojiti u izgradnju i revitalizaciju objekata prijenosne mreže stručnjaci bi trebali odrediti prioritete za ulaganja prema realnim mogućnostima. Ukupna se sredstva koja će biti potrebno uložiti u razvoj prijenosne mreže u razdoblju od 2000. do 2030. godine procjenjuju na oko 1.800.000.000 USD.

Tablica II Ukupne investicije u prijenosnu mrežu u razdoblju od 2000.-2030. god. (USD)

Razdoblje	Dalekovodi i kabeli			Transformatorske stanice			Ukupno
	400 kV	220 kV	110 kV	400/x kV	220/x kV	110/x kV	
do 2000.	107.699.100	27.902.000	77.015.090	16.082.934	37.077.808	93.641.676	<b>359.418.608</b>
2000-2005	120.170.500	29.276.408	84.207.533	11.209.194	8.870.189	81.796.213	<b>335.530.036</b>
2005-2010	20.370.000	6.083.056	67.101.114	19.177.930	17.617.145	87.492.932	<b>217.842.177</b>
2010-2015	11.155.000	19.475.601	64.713.668	38.507.692	11.095.583	57.330.113	<b>202.277.658</b>
2015-2020	105.008.573	3.163.019	60.642.468	13.039.165	22.097.404	65.178.895	<b>269.129.523</b>
2020-2030	93.915.400	7.931.352	126.463.522	79.330.285	21.982.032	46.965.083	<b>376.587.673</b>
<b>Ukupno</b>	<b>458.318.573</b>	<b>93.831.436</b>	<b>480.143.394</b>	<b>177.347.199</b>	<b>118.740.161</b>	<b>432.404.912</b>	<b>1.760.785.676</b>

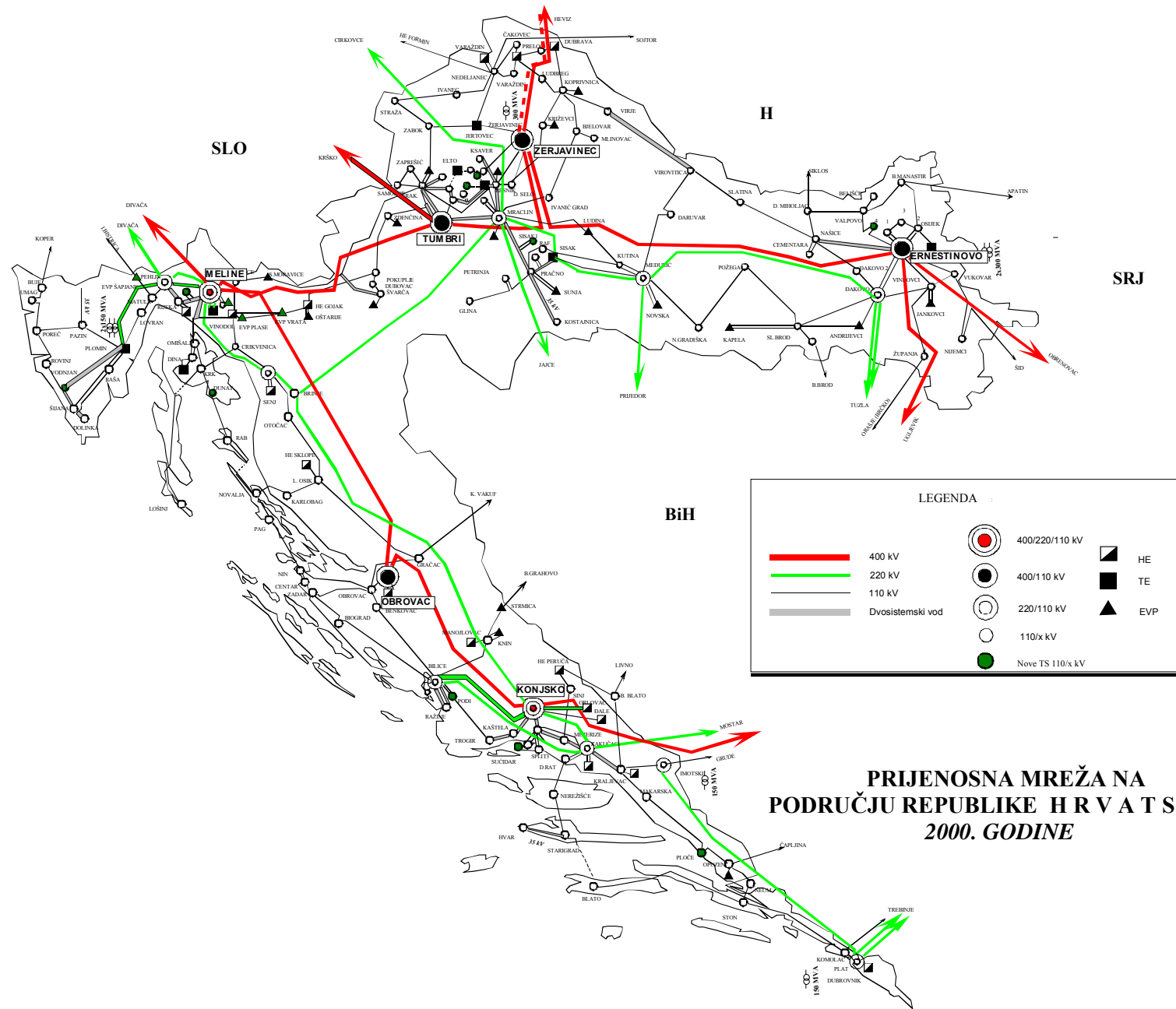
## 3. ZAKLJUČAK

U članku je opisano jedno viđenje mogućih pravaca dugoročnog razvoja prijenosne mreže utemeljeno na polaznim pretpostavkama o potrošnji i planu izgradnje novih proizvodnih postrojenja. Planiranje je izvršeno metodologijom ekonomsko-tehničke analize, uz pretpostavku da će se 220 kV mreža u studiranom razdoblju zadržati u pogonu. Planove razvoja prijenosne mreže biti će nužno novelirati ovisno o saznanjima o izgradnji novih proizvodnih postrojenja i funkcioniranju tržišta električnom energijom u ovom dijelu Europe.

## LITERATURA

- [1] D. Bajs: RAZVITAK ELEKTROENERGETSKOG SUSTAVA HRVATSKE DO 2030. GODINE - PRIJENOSNA MREŽA (Knjiga 3), Energetski Institut "Hrvoje Požar", 1998.

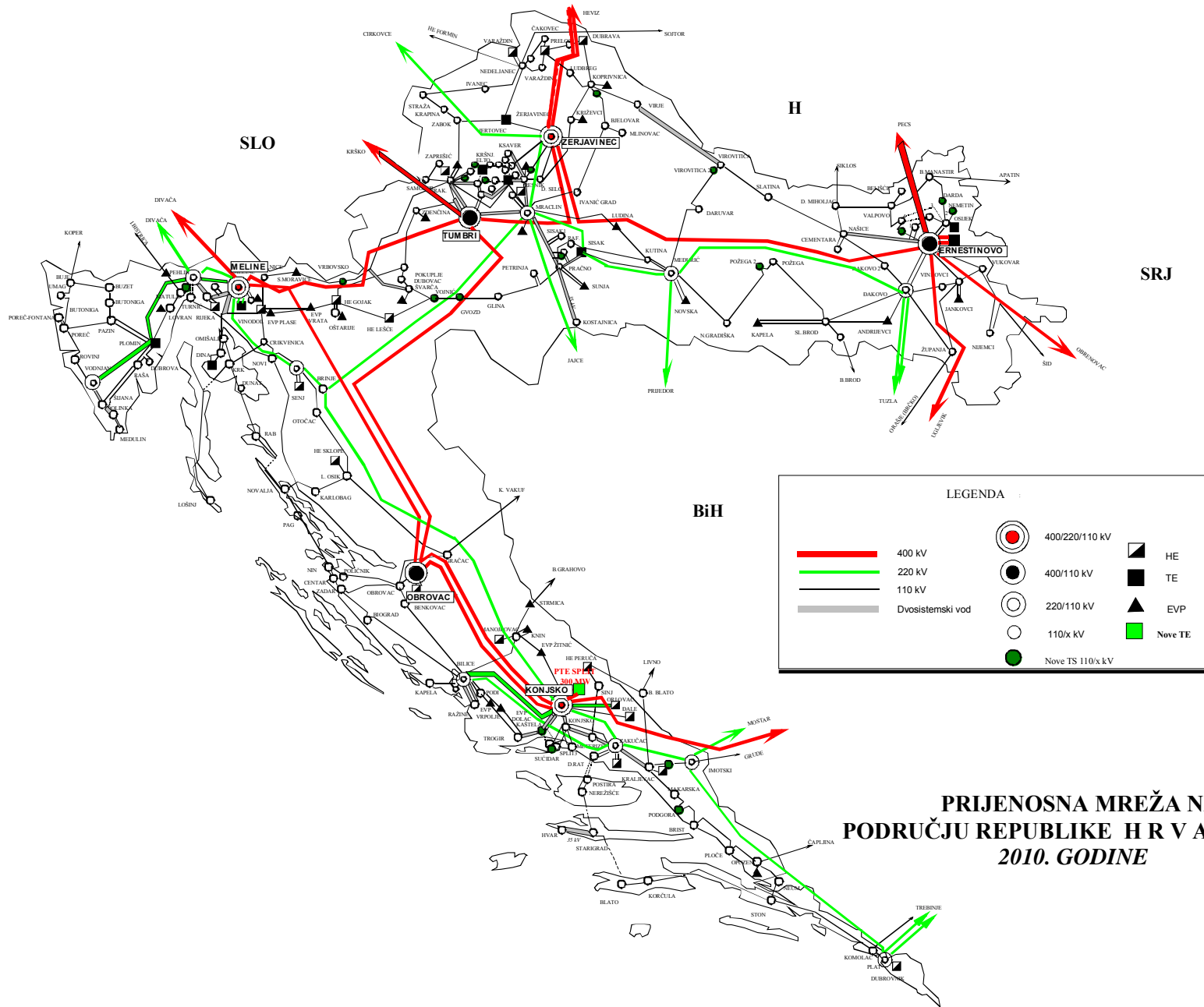
- [2] B. Radmilović, Ž. Koščak: MREŽA ZA PRIJENOS ELEKTRIČNE ENERGIJE NA PODRUČJU HRVATSKE (Podloge za izradu Studije dugoročnog razvoja mreže), HEP – Sektor za razvoj, Zagreb, 1997.
- [3] M. Kalea: METODOLOGIJA DUGOROČNOG PLANIRANJA REVITALIZACIJE PRIJENOSNE MREŽE (Podloge za izradu Studije dugoročnog razvoja mreže), HEP, Osijek, 1997.



LEGENDA

	400 kV		400/220/110 kV		HE
	220 kV		400/110 kV		TE
	110 kV		220/110 kV		EVP
	Dvosistemski vod		110x kV		
			Nove TS 110/kV		

**PRIJENOSNA MREŽA NA  
PODRUČJU REPUBLIKE HRVATSKE  
2000. GODINE**



**PRIJENOSNA MREŽA NA  
PODRUČJU REPUBLIKE HRVATSKE  
2010. GODINE**

