

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

## **MOGUĆI RAZVOJ 220 I 400 KV SUPERPONIRANE MREŽE HRVATSKE DO 2030. GODINE**

### **SAŽETAK**

Naše prijenosne, pa i veleprijenosne (220 i 400 kV) instalacije su već sada dosta stare (40 i 25 godina), pa će u razdoblju do 2030. godine neke od njih i prijeći dob koja se smatra kao životni vijek. U Hrvatskoj postoji nekoliko jako dugačkih vodova 220 kV uz koje su položeni noviji 400 kV vodovi koji preuzimaju najveći dio opterećenja. Zbog povećanja potrošnje, izlaska iz pogona starijih termoelektrana priključenih na 110 i 220 kV mrežu, te gradnju novih termoelektrana pretežito priključenih na 400 kV mrežu, očekuje se veći značaj i razvoj te mreže u nas. U ovom članku daje se prikaz mogućih razvoja superponirane mreže do 2030. godine dobivenih studiranjem tzv. "dostatne" mreže, te tzv. "samodovoljne" mreže na području Hrvatske, te se utvrđuju okvirni studijski sagledani iznosi potrebnih investicija za realizaciju takove mreže (300, odnosno 600 mil. USD).

**KLJUČNE RIJEČI:** starenje objekata prijenosa, razvoj mreže 220 i 400 kV, utjecaji susjednih EES

## **POSSIBLE DEVELOPMENT OF CROATIAN 220 AND 400 KV TRANSMISSION NETWORK TILL 2030.**

### **ABSTRACT**

Croatian 220 kV and 400 kV networks are quite old (40 and 25 years), and some elements will reach life expectancy till 2030. Accordingly, significant revitalization activities will be necessary till 2030. In Croatia there are few very long 220 kV lines. New 400 kV lines traced close to respecting 220 kV lines take most of the load. Demand increasing, decommissioning of TPP connected to 110 and 220 kV network and commissioning of new TPP connected mostly to 400 kV network will cause significant development of transmission system in Croatia. This paper presents possible development of Croatian high-voltage network till 2030. Also, general investment frame is given for two analyzed development scenarios (300 and 600 mil. USD, respectively).

**KEYWORDS:** system ageing, 220 and 400 kV network development, neighboring system influence

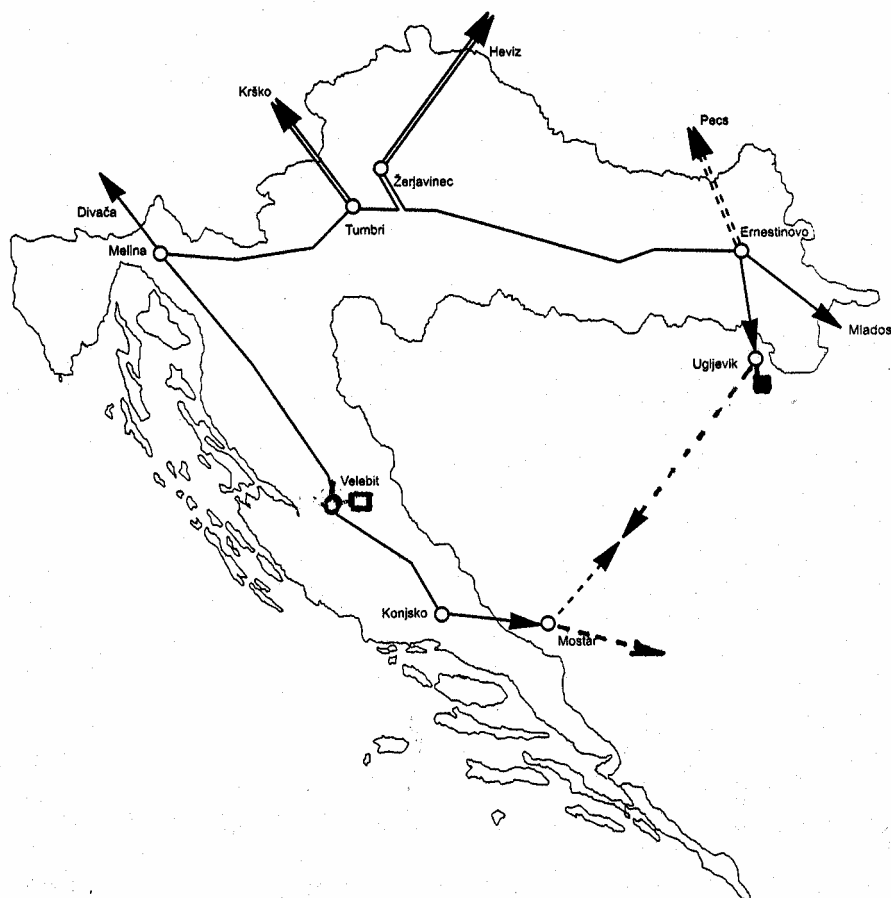
### **1. UVOD**

Ova 2003. godina znakovita je za djelatnost prijenosa električne energije u elektroprivredi Hrvatske po nizu obljetnica, ali i događaja. Prije 60 godina (1943.) izgrađen je u sjeverozapadnoj Hrvatskoj prvi 110 kV vod za prijenos električne energije između Brestanice u Sloveniji i tada buduće TS Rakitje, zapadno od Zagreba. Vod je početno bio u pogonu pod 30 kV, no poslije (1946) je produžen do

Klare južno od Zagreba i uveden u provizornu TS 110/30 kV Klara – prvi objekt takove vrste na ovom području (lit. [1,2]).

Prije 25 godina (1978) puštena je u pogon TS 400/110 kV Tumbri – Zagreb Jug, zajedno sa sjevernim potezom 400 kV mreže "Nikola Tesla"; DV Mladost – Ernestinovo – Tumbri – buduća NE Krško – Maribor (lit. [2]).

Krajem ove 2003. godine očekuje se puštanje u pogon TS 400/220/110 kV Žerjavinec – Zagreb Iсток za koju su prvi zasnivački, studijski i projektantski radovi započeli još 1983. godine, dakle prije 20 godina. I naposljetku, no što je i najvažnije, krajem ove godine očekuje se puštanje u pogon obnovljene – novo izgrađene TS Ernestinovo – Osijek s pripadajućim vodovima 400 i 110 kV. To znači da će obnovljeni DV Ernestinovo – Tumbri, koji je od 1991. godine bio jednim svojom dijelom u pogonu pod 220 kV, sada ponovno biti u pogonu pod 400 kV, ali kao DV Žerjavinec – Ernestinovo. Time se nakon 12 godina prekida ponovno uspostavlja cjeloviti 400 kV sustav na području Hrvatske, čime su ispunjeni preduvjeti za rekonekciju sada razdvojenih elektro sustava zapadne i srednje Europe s jedne strane i jugoistočne Europe s druge strane, dakako ako prijenosne organizacije u BiH i Srbiji ispune svoje očekivane uloge u tom smislu – slika 1.



Slika 1 Mreža 400 kV Hrvatske, očekivano stanje krajem 2003. godine

Pored navedenih lijepih (ali i manje lijepih) obljetnica iz dosadašnjeg 64 – godišnjeg života i djelovanja prijenosne mreže napona 110 kV i više u Hrvatskoj (godine 1939. puštena je u pogon TS 132/50 kV Matulji – Rijeka s napojnim 132 kV vodom od Općine – Trst) nužno se je podsjetiti i nekih drugih neokruglih jubileja:

- godine 1952 (prije 51 godinu) puštena je u pogon TS 110/30 kV Rakitje – Zagreb s pripadajućim pojmim 110 kV vodom od HE Vinodol kao prvi trajno izgrađeni objekti 110 kV napona u nas poslije drugog svjetskog rata (lit. [2]).
- godine 1957 (prije 46 godina) pušten je u pogon DV 2x110 kV Jajce – Zagreb, čime je uspostavljen jedinstven i povezani elektroenergetski sustav bivše države; ovaj specifično projektirani i izvedeni vod bio je predviđen za kasniju pregradnju na DV 1x220 kV što nikada nije bilo izvedeno (lit. [2]).
- godine 1962 (prije 41 godinu) puštena je u pogon TS 220/110 kV Mraclin – Zagreb s pripadajućim 220 kV vodom od HE Zakućac, što je predstavljalo prvo izravno povezivanje Dalmacije i sjeverne

Hrvatske; prvi DV 220 kV u nas, između Zakučca i Mostara (BiH), građen je 1957. godine (prije 46 godina), početno u pogonu pod 110 kV (lit. [2]).

Svi navedeni podaci ukazuju da je naša prijenosna mreža na svim naponskim razinama već prilično stara, pa i ona najviših napona, 220, te 400 kV. Postavljaju se dva logična pitanja: kako dalje razvijati našu veleprijenosnu (superponiranu) mrežu i što raditi s dovoljno ostarjelim elementima te mreže, napose one 220 kV. Na ta se pitanja, a za razdoblje do 2030. godine pokušalo odgovoriti u jednoj studiji Energetskog instituta "Hrvoje Požar" (lit. [3]), uz niz nepoznanica, dilema i svega ostalog što prati izradu ovakvih razvojnih studija na duži rok, a u našim okolnostima.

## 2. STARENJE OPREME I INSTALACIJA PRIJENOSNE MREŽE

U svezi s problematikom starenja opreme, instalacija i objekata prijenosne mreže, izrađena je jedna studija od strane CIGRE Paris, studijski komitet 37, (lit. [4]). Temeljem jedne obimne ankete o starosti i pretpostavljenom životnom vijeku uređaja i opreme napona 110 kV i više u 13 zemalja, za što su prikupljene informacije od preko 180 000 km nadzemnih vodova (mjereno po sustavima – trojkama), te preko 300 000 komada ugrađene opreme u rasklopnim postrojenjima, dobiveni su slijedeći podaci (tablica 1).

Tablica 1 Procijenjeni životni vijek opreme i instalacija prijenosa električne energije (napona 110 kV i više)

Oprema, instalacije	Procijenjeni srednji životni vijek u odstupanjima (god)	Standardna devijacija (god)
Prekidači	~ 40 (30 – 50)	± 6
Rastavljači	~ 42 (30 – 50)	± 8
Mjerni transformatori	~ 40 (30 – 50)	± 7
Energetski transformatori	~ 42 (32 – 55)	± 8
Elektromehanički zaštitni uređaji	~ 32 (20 – 45)	± 9
Vodiči Al/č	~ 54 (40 – 80)	± 14 (*)
Če rešetkasti stupovi	~ 63 (35 – 100)	± 21

\* odnosi se na normalne klimatske i druge okolnosti ; za teške uvjete životni vijek se smanjuje na  $46 \pm 15$  godina.

Kao razlozi za starenje opreme i instalacija, ali i za značajna kolebanja procijenjenih iznosa životnog vijeka pojedine opreme navode se zahtijevani parametri opreme, troškovi održavanja, nedostatak rezervnih dijelova, mehanička istrošenost, korozija, problematika brtvila i prodiranje vlage, neadekvatna konstruktivna rješenja, starenje izolacije, djelovanje klimatskih faktora, kvalitete korištenih materijala, nedostatak stručnog osoblja i drugo.

Kako se naše prijenosne instalacije 110 kV grade od ~1950. godine (starost > 50 godina), instalacije 220 kV od ~1960. godine (starost > 40 godina), a instalacije 400 kV od 1977. godine (starost > 25 godina), očito je da će u idućih 30 godina mnoge od njih dosegnuti, pa i premašiti granične vrijednosti starosti navedene u tablici 1. Ovo je to više alarmantno jer je utvrđeno da zbog smanjenog ili manjkavog održavanja u posljednjih ~10 godina oprema ugrađena u naša rasklopna postrojenja, kao i elementi naših vodova (vodiči, izolatori, spojno – ovjesna oprema, ali i sami stupovi) teško mogu doživjeti niti srednje, a kamoli maksimalne iznose procijenjenog životnog vijeka iz tablice 1.

## 3. SAGLEDIVI RAZVOJ ELEKTROENERGETIKE HRVATSKE DO 2030. GODINE

### 3.1. Potrošnja električne energije i maksimalna snaga

Razvoj potrošnje električne energije u Hrvatskoj, kao i očekivana maksimalna snaga (opterećenja sustava u doba najveće potrošnje električne energije obično su u mjesecu prosincu ili siječnju) sagledano je u važećem Master Planu (lit. [5]) iz 2001. godine. Ovom Master Planu prethodio je jedan nešto stariji plan razvoja elektroenergetike iz 1998. godine koji je predviđao osjetno viši porast energije i snage – tablica 2.

Tablica 2 Razvoj godišnje potrebne energije i maksimalnih snaga u EES Hrvatske

	Prvotni Master Plan				Novelirani Master Plan			
	2000	2010	2020	2030	2000	2010	2020	2030
$W_{god}$ (GWh)	15076	20360	25203	30300	14125	17515	21120	23021
$P_{max}$ (MW)	2758	3553	4122	4840	2661	3171	3731	4020

Noveliranim Master Planom trend porast  $P_{max}$  (kao i  $W_{god}$ ) osjetno je smanjen, tako da se na kraju razmatranog razdoblja (2030. godine) pojavljuju razlike od  $\Delta W_{2030} = 7280$  GWh, te  $\Delta P_{max2030} = 820$  MW, što je značajan pad. Danas se već čuju i mišljenja da je i ovaj smanjeni porast preoptimističan. Ovako prognozirani iznosi za vršna opterećenja ( $P_{max}$ ) u presječnim godinama 2010., 2020. i 2030. podijeljeni su po prijenosnim područjima (PrP), a u skladu sa sadašnjom raspodjelom – tablica 3.

Tablica 3 Raspodjela vršnih opterećenja ( $P_{max}$ )

Ukupna istodobna opterećenja po PrP (MW) – max				
	2010	2020	2030	Relativno
Opatija	549	645	695	0.173
Osijek	482	567	611	0.152
Split	793	933	1005	0.250
Zagreb	1348	1586	1709	0.425
UKUPNO	3171	3731	4020	1.000

U cijelom razmatranom periodu procijenjeno je da su opterećenja direktnih potrošača samo 200 MW, a sve ostalo je opterećenje široke potrošnje. Za minimalno opterećenje sustava procijenjeno je da će stalno biti  $P_{min} = 0.4 P_{max}$ . Navedene maksimalne i minimalne potrošnje raspoređene su, temeljem ostvarene raspodjele, na postojeća i novosagledana čvorišta u mreži 110 kV. Ovo je dovoljno točno za jedno globalno sagledavanje razvoja sustava (pa prema tome i mreže) za nastupajući 30-godišnji period. No, obzirom na karakter potrošnje električne energije u nas, te na dalji razvoj iste, za točniju analizu stanja i predviđanja bit će nužno raditi i regionalne analize, pri čemu će sigurno doći i do iznenađujućih razlika (npr. jadranski pojas gdje maksimalno opterećenje nastupa ljeti, u vrijeme kada je ono u sustavu minimalno ili analize razvoja potrošnje u nekim perspektivno razvijenim regijama, kao što je Istra, Zagreb, Podravina, Međimurje i dr.).

### 3.2. Proizvodnja električne energije

U elektroenergetskom sustavu Hrvatske je na raspolaganju (podaci iz 2000. godine):

- 1851 MW u termo i nuklearnim elektranama,
- 1586 MW u akumulacijskim hidroelektranama,
- 382 MW u protočnim hidroelektranama,

odnosno ukupno ~3820 MW raspoloživih snaga u vlastitim elektranama (uključivo i 50% NE Krško), no bez ~650 MW tzv. "zakupljenih" elektrana u Srbiji i BiH. Naše TE su poprilično stare, te se očekuje da bi u narednih 30 godina većina njih izašla iz pogona – tablica 4.

Tablica 4 Pregled termoelektrana koje izlaze iz pogona

Elektrana	Godina izlaska iz pogona	Snaga (MW)	Priključak (kV)
TETO Zagreb 1	2010.	25	110
TETO Zagreb 3	2011.	120	110
ELTO Zagreb 2	2011.	42,5	30
PTE Osijek	2012.	50	110
PTE Jertovec	2013.	85	110
TE Sisak 1	2014.	210	110
TETO Osijek	2016.	42	110
TE Plomin 1	2016.	105	110
TE Rijeka	2016.	320	220
TE Sisak 2	2018.	210	220
NE Krško	2023.	332	400
UKUPNO		1541,5	

Znakovito je da, osim NE Krško, sve ostale termoelektrane izlaze iz pogona u desetljeću 2010 – 2020. godine, ukupno njih ~1210 MW. To znači da će kroz novu izgradnju u tom periodu biti nužno nadoknaditi ove izgubljene termokapacitete, te kompenzirati predviđeni porast potrošnje od 1070 MW u istom razdoblju, ukupno ~2300 MW, ukoliko ne dođe do većeg oslanjanja na uvoz električne energije, koja je u 2000. godini zadovoljavala ~30 % naše potrošnje. Prema nešto modificiranoj dinamici obzirom na važeći Master Plan nove elektrane u Hrvatskoj su prikazane tablicom 5.

Tablica 5 Sagledane nove elektrane u Hrvatskoj

Vremensko razdoblje	Elektrana	Inst. snaga (MW)	Jedin. Invest. (10 <sup>6</sup> USD/MW)	Ukupna invest. (10 <sup>6</sup> USD)
do 2010.	HE Lešće	40	2,05	82
	KTE 400 (1)	400	0,53	212
	HE Podsused	43	3,12	134
	HE Ombla	63	1,33	84
	HE Dubrovnik 3	108	0,50	54
<i>UKUPNO 2000 - 2010</i>		<i>654</i>	<i>0,86</i>	<i>566</i>
2010. - 2020.	TE Ugljen 500 (1)	500	1,312	656
	KTE 400 (2)	400	0,53	212
	TE Ugljen 500 (2)	500	1,312	656
	HE Drenje	40	2,95	118
	HE Novo Virje	137	2,88	395
<i>UKUPNO 2010 – 2020</i>		<i>1577</i>	<i>1,29</i>	<i>2.037</i>
2020. - 2030.	KTE 400 (3)	400	0,53	212
	KTE 400 (4)	400	0,53	212
<i>UKUPNO 2020 – 2030</i>		<i>800</i>	<i>0,33</i>	<i>424</i>
<b>SVEKOLIKO 2000 – 2030</b>		<b>3099</b>	<b>~1</b>	<b>3.027</b>

gdje je: KTE 400 (1) – pretpostavljena u Rijeci,  
KTE 400 (2) – pretpostavljena u Sisku,  
KTE 400 (3) – pretpostavljena u Zagreb – istok (TE-TO),  
KTE 400 (4) – pretpostavljena u Osijeku.  
sve snage 400 MW / 400 kV.

TE Ugljen 500 (1) i TE Ugljen 500 (2), termoelektrane na uvozni ugljen jediničnih snaga 500 MW, za potrebe studije mreže locirane su u sklopu TE Plomin (400 kV), iako to nije u skladu s odlukama Sabora o zabrani istraživanja i izgradnje termoelektrana na ugljen do 2015. godine. Dobivenu ukupnu snagu od 3100 MW novih elektrana trebalo bi povećati za ~3x100 MW u termoelektranama – toplanama kao kompenzaciju za izgubljene toplinarske blokove (tablica 4).

Danas se već prilično sumnja u realnost izgradnje navedenih elektrana u naznačenom roku zbog male angažiranosti na pripremi izgradnje HE, sumnji da će biti dovoljno plina za nove KTE, te opće poznatih društvenih problema u svezi TE na uvozni ugljen (lokacije na obali).

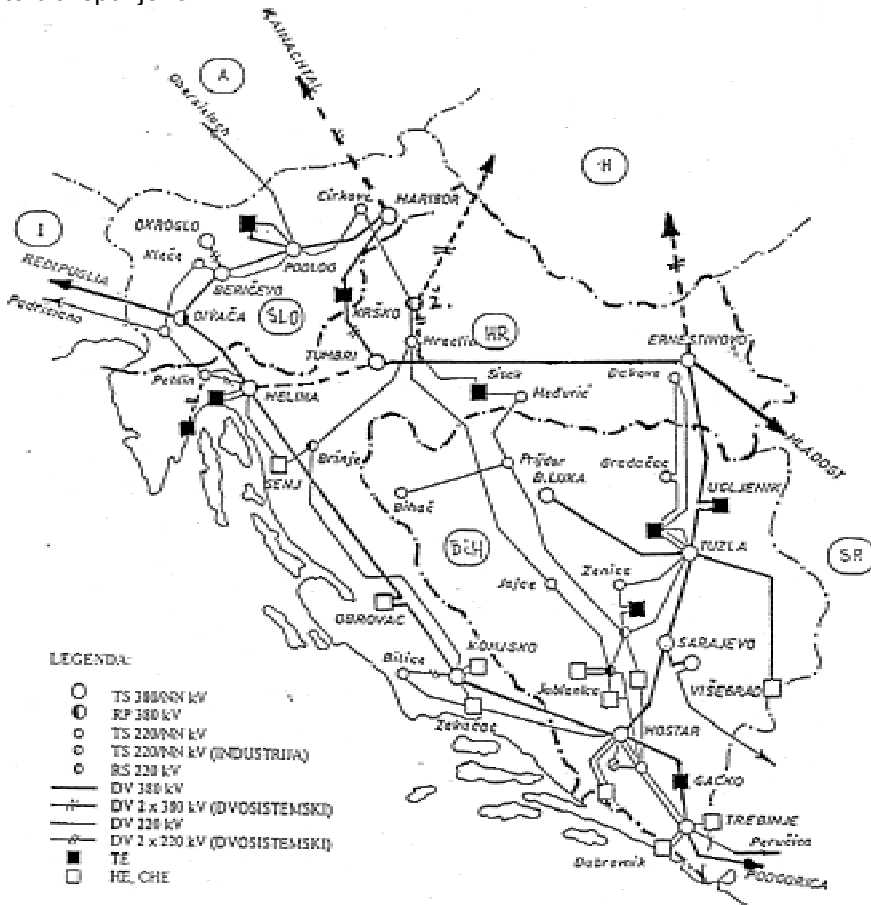
S motrišta prijenosne mreže znakovito je da se gube elektrane priključene na mrežu 110 i 220 kV (tablica 4), a da će od novih 3100 MW sagledanih u tablici 5 njih 2600 MW biti priključeno na 400 kV mrežu (jedinice od 400 i 500 MW), za što će trebati dogradnja i izgradnja te mreže. Kako su u tablici 5 sagledana ukupna investicijska sredstva za izgradnju 3100 MW novih izvora u iznosu od ~3 000 mil. USD, za daljnji razvoj prijenosne mreže može se realno očekivati 20-30% (prema dosadašnjoj praksi u vertikalno integriranim elektroprivredama) od investicije za izvore (600-900 mil. USD), i to opet velikim dijelom u superponiranu mrežu (220 kV, te naročito 400 kV).

#### 4. SAGLEDAVANJE DOSTATNE MREŽE

Do Domovinskog rata (1991.) u zapadnom dijelu bivše Jugoslavije (zapadno od Drine) bila je izgrađena snažna mreža 110, 220 i 400 kV, kvalitetno povezana s mrežama u preostalom dijelu Jugoslavije (Srbija, Crna Gora). Razmatrani podsustav bio je dobro povezan vodovima 220 i 400 kV sa zapadnoeuropskom mrežom (Austrija, Italija), a u pripremi je bila i izgradnja poveznog 400 kV voda s Mađarskom (tada još u sustavu OESSEV) – slika 2.

U proteklih 12 godina sagrađen je DV 2x400 kV Maribor – Kainachtal (A) i DV 400 kV Tumbri – Melina (1992.), te DV 2x400 kV Heviz (H) – Tumbri (1999. godine, u pogonu je samo jedna trojka), no ratnim djelovanjem u Hrvatskoj, te BiH došlo je do značajnih oštećenja ove mreže, te pogonskih razdvojenih stanja. Danas se, barem u Hrvatskoj, razmatrana mreža obnavlja kako je to navedeno u uvodnom poglavlju, no na psihi ljudi, kao i 400 i 220 kV mreži u BiH ratni ožiljci su još duboki. U toj zemlji elektrosustav je podijeljen na dva dijela tako da je podsustav na hrvatsko-bošnjačkom području preko

Hrvatske u paralelnom pogonu s UCTE, a podsustav na srpskom području je vezan za mreže Srbije i Crne Gore, te zajedno s mrežama ostalih država jugoistočne Europe radi u odvojenoj (druvoj) sinkronoj zoni. Za rekonekciju ova dva sada sinkrono razdvojena sustava trebalo bi u BiH osposobiti većinu vodova 220 kV i 400 kV kako internih, tako i poveznih s hrvatskim sustavom, no ti zahvati kasne. Očekivani rok za rekonekciju od kraja ove godine pomaknut je na sredinu 2004. godine, no ne može se sa sigurnošću utvrditi hoće li i to biti ispunjeno.



Slika 2 Mreža 400 kV i 220 kV Slovenije, Hrvatske i BiH neposredno prije rata (1991.)

Za godinu 2010., koja je bila polazna godina za studiranje stanja u EES Hrvatske, pretpostavljeno je da će mreža naznačena na sl. 2 biti obnovljena u potpunosti uz neka saglediva vanjska i unutarnja pojačanja i modifikacije (TS Žerjavinec, DV 2x400 kV Ernestinovo – Pečuh, DV 2x220 kV HE Rama – Posušje, uvd DV 220 kV Mraclin – Jajce u TS Prijedor) uz već tijekom rata izgrađeni DV 220 kV HE Višegrad – Požega.

Pretpostavljajući da će se na sl. 2 naznačena mreža tretirati kao jedinstvena (iako se nalazi na području triju država), postavljen je koncept sagledive buduće mreže Hrvatske. Uz pretpostavku raspoloživosti od (n-1) elemenata navedene trodržavne mreže izvedena su za EES Hrvatske, a za prosječne godine 2010., 2020. i 2030., ispitivanja uz slijedeće varijante energetske okolinosti:

- 1) EES uravnotežen (prosječna hidrologija i vrlo povoljna hidrologija),
- 2) uvoz 800 MW preko EES Mađarske (loša hidrologija i prosječna hidrologija),
- 3) uvoz 600 MW iz EES BiH i SRJ (loša hidrologija i prosječna hidrologija),
- 4) tranzit 800 MW zapad-istok za najnepovoljnije stanje mreže,
- 5) tranzit 800 MW istok-zapad za najnepovoljnije stanje mreže.

Analiza buduće mreže u Hrvatskoj (uz utjecaje stanja i okolnosti u susjednim zemljama) izvedena je koristeći ekonomske i tehničke kriterije planiranja. Ekonomska analiza izvedena je probabilističkim postupkom, koristeći Mexico metodu razvijenu 1985. god. u EdF.

Svrha provedenih analiza je određivanje ukupnih očekivanih godišnjih operativnih troškova rada EES i očekivanih godišnjih troškova neisporučene električne energije za prosječne godine planiranja, kako bi se mogla procijeniti ekonomska dobit od mogućih kandidata za pojačanje mreže, te značaj postojećih vodova i transformatora u mreži, osobito onih 220 kV naponske razine. Mexico je simulacijsko-optimizacijska metoda zasnovana 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. Pouzdanost opskrbe potrošača električnom energijom se može karakterizirati preko više pokazatelja od kojih su među značajnijima:

- vjerojatnost (ne)zadovoljavanja potrošnje pri vršnom opterećenju EES,
- mogući broj dana u godini kada neće biti moguće zadovoljiti potrošnju,
- očekivani iznos neisporučene snage pri vršnom opterećenju EES,
- očekivani iznos neisporučene električne energije tijekom godine.

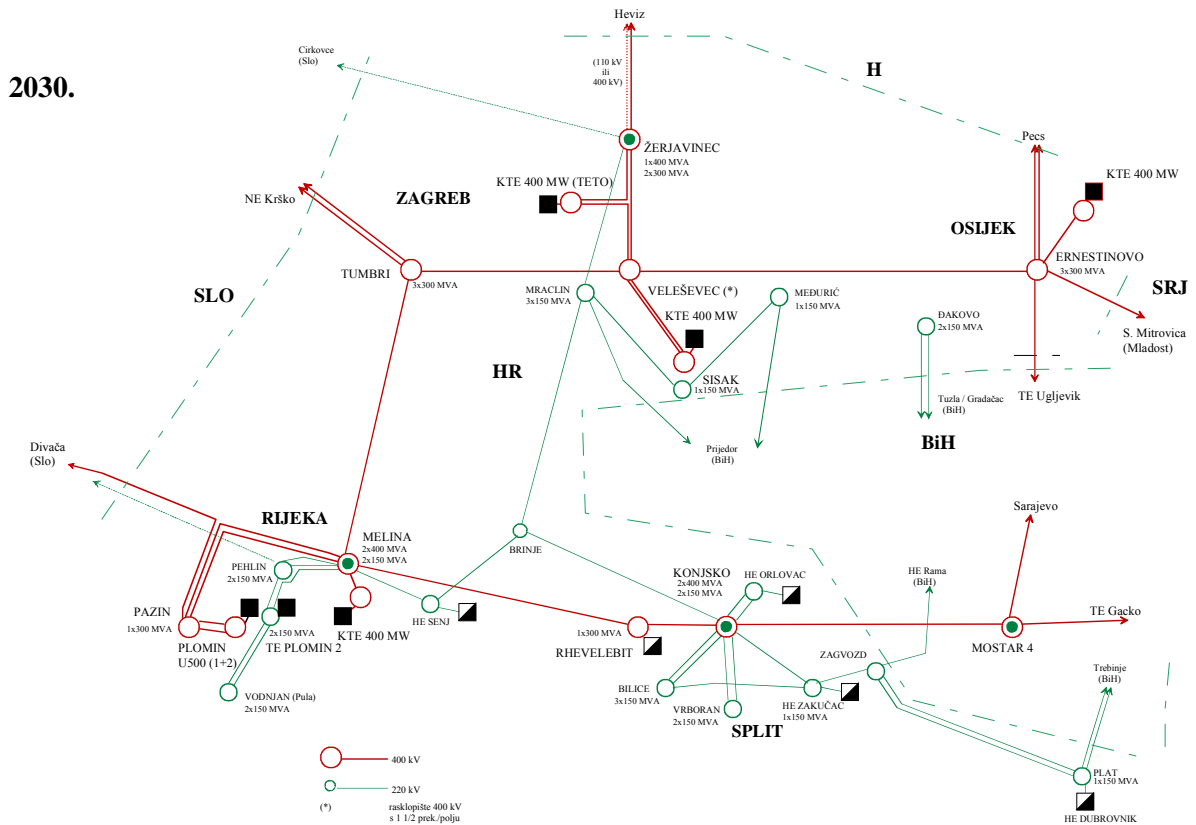
Na osnovu posljednjeg pokazatelja moguće je izračunati ukupne očekivane troškove neisporučene električne energije tijekom godine. Da bi se mogla provesti usporedba opravdanosti izgradnje pojedinih pojačanja mreže potrebno je odrediti: investicijske troškove određenog pojačanja, očekivane godišnje operacijske troškove rada EES sa i bez promatranog pojačanja mreže, te očekivane godišnje troškove neisporučene električne energije sa i bez promatranog pojačanja mreže. Mexico metoda omogućava izračunavanje posljednja dva pokazatelja na osnovu simulacijsko-optimizacijskih metoda koje koristi. Usporedbom diskontiranih investicijskih troškova određenog pojačanja mreže i razlike u očekivanim operativnim troškovima rada EES i očekivanim troškovima neisporučene električne energije na konfiguraciji mreže sa i bez promatranog pojačanja, moguće je odrediti njegov indeks profitabilnosti, kao osnovni ekonomski pokazatelj koji pruža planeru korisne informacije o isplativosti pojedinih investicija.

Proračuni naponskih prilika i tokova snaga u tehničkoj analizi obavljani su pomoću programskog paketa PSS/E, verzija 28, Power Technologies Inc. Model elektroenergetskog sustava obuhvaća ekvivalent UCTE-a, uz formiran dio austrijskog i talijanskog sustava, te cjelokupne 400 i 220 kV mreže Slovenije, Hrvatske, Mađarske, BiH, Srbije i Crne Gore, Makedonije, Albanije, Rumunjske, Bugarske i Grčke. Podaci o pojedinim sustavima dobiveni su kao službeni planovi elektroprivreda pojedinih zemalja o porastu potrošnje i izgradnji novih elemenata sustava, stoga ovaj model predstavlja vjernu sliku stanja navedenih sustava s današnjeg aspekta. Modelirana je velika mreža ovog dijela Europe da bi se realno mogli sagledati mogući tranziti i razmjene koji mogu značajno utjecati na pogon 220 kV i 400 kV mreže. Analiza se temelji na službenoj prognozi porasta potrošnje, polaznoj konfiguraciji prijenosne mreže za 2010. godinu, te planu ulaska u pogon novih elektrana.

Po utvrđivanju nužnih pojačanja u mreži za razmatrane nazivne godine, dobivena je za 2030. godinu (kao krajnji domet ispitivanja) mreža 220 i 400 kV Hrvatske koja zadovoljava trenutno važeće (lit. [8]) kriterije planiranja (uz neka pojačanja utvrđenih kritičnih dionica 110 kV mreže). Kvalitete te mreže vidljive su iz sheme na slici 3 gdje je zadržana postojeća mreža 220 kV pa čak i nešto pojačana (TS 220/110 kV Vodnjan s priključnim DV 2x220 kV od Plomina, TS 220/110 kV Vrboran s priključnim DV 2x220 kV od Konjskog, te TS 220/110 kV Plat s dugačkim, 130 km priključnim vodom od RP 220 kV Zagvozd), uz novu izravnu transformaciju 400/220 kV u TS Žerjavinec.

Novi vodovi 400 kV pojavljuju se samo u svezi priključka novih KTE i TE (400 i 500 MW) i relativno su kratki, osim na području Istra-Rijeka gdje se gradi novih 130 km tih vodova.

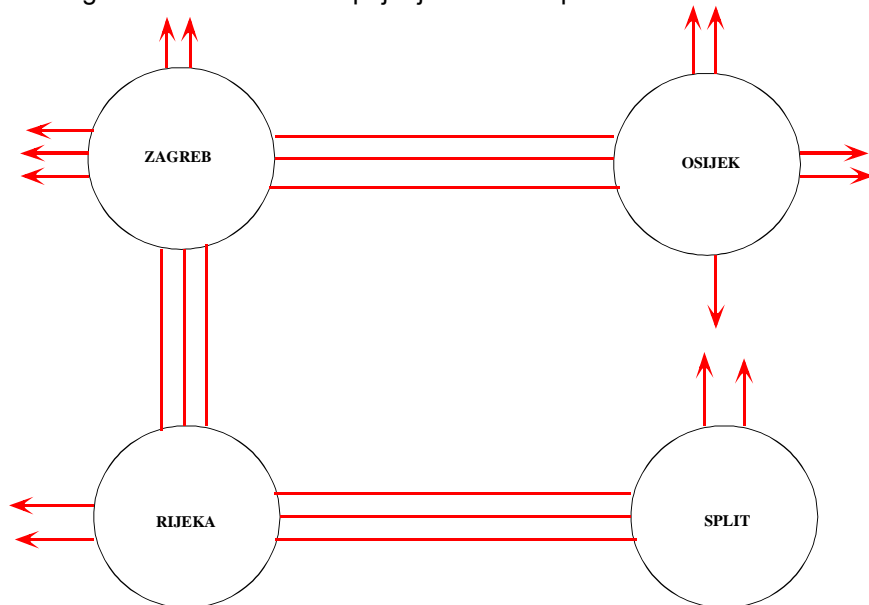
Za sve navedene zahvate (izgradnja i revitalizacija) studijski su procijenjena potrebna sredstva reda 250 – 300 mil. USD, mada postoji opravdana bojazan da će to biti i osjetno više.



Slika 3 "Dostatna" mreža 220 kV i 400 kV Hrvatske 2030. godine

## 5. SAGLEDAVANJE SAMODOVOLJNE MREŽE

Obzirom na zemljovidni oblik Hrvatske kao i našeg bliskog susjedstva (BiH, Slovenija), iskustva u elektroenergetskim odnosima s njima, sadašnje stanje i brzinu stabilizacije u BiH, izražena je još 1997. godine (lit. [6]) ideja o nužnom strategijskom opredjeljenju izgradnje hrvatskog EES-a kao samodovoljnog. To ne znači izolacionizam, naprotiv to pretpostavlja snažne interkonekcije sa susjedima, ali ujedno sprečava da neke smetnje u susjednim sustavima (slučajne ili namjerne) mogu utjecati na uredni pogon hrvatskog EES-a i kvalitetno napajanje hrvatskih potrošača.



Slika 4 Temeljna konfiguracija 400 kV mreže Hrvatske

U strategijskom razmatranju o budućoj veleprijenosnoj mreži Hrvatske (lit. [6]) naglašeno je:

- Imperativom državnog suvereniteta Hrvatska bi trebala imati samodovoljan EES.
- Hrvatska ima specifičan oblik nacionalnog teritorija, što određuje i osnovni oblik njene veleprijenosne mreže.
- Ako se prihvaća "ciljna funkcija" (suvereni EES), onda postojeće stanje i geopolitička uvjetovanost određuju dogradnju i redefiniranje postojećeg hrvatskog EES prema novoj konfiguraciji temeljne prijenosne mreže (pretežito 400 kV).

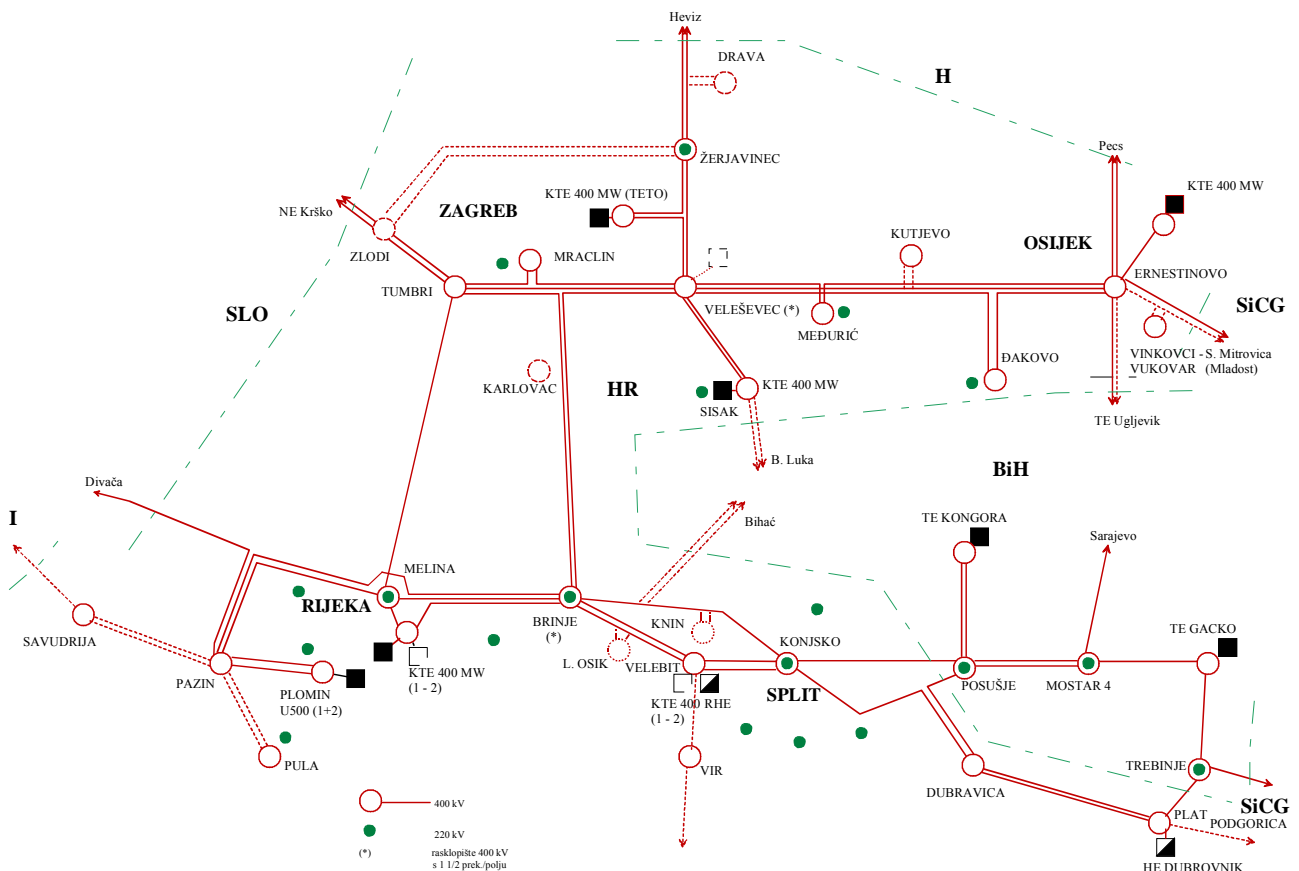
Osnovna shema 400 kV mreže Hrvatske prema lit. [6] dana je na sl. 4; mreža za 2030. godinu oblikovana na rečenim principima dana je na slici 5. Vidljivo je da su magistralni (međuregionalni) vodovi 220 kV zamijenjeni s novim vodovima 400 kV (i to pretežito 2x400 kV), te da je 220 kV mreža postala lokalna na područjima Zagreb, Rijeka i Split. Ovako koncipirana mreža omogućava priključak novih elektrana bez obzira na njihovu lokaciju, kao i interpolaciju novih TS 400/110 kV poslije 2030. godine. Na ovaj način, gdje je 220 kV mreža potisnuta u drugi plan, neće biti neugodnih pojava prigodom raspodjele opterećenja, na primjer preko paralelnih vodova 400 kV i 220 kV. Podsjetimo se da su osnovni parametri prijenosne moći naših uobičajenih vodova 220 kV i 400 kV slijedeći (tablica 6).

Tablica 6 Prijenosne moći naših vodova 220 kV i 400 kV

Napon (kV)	Vodiči (Al/Č)	$S_{nazivno}$ (MVA)	$P_{prirodno}$ (MW)
220 kV	360/57 mm <sup>2</sup>	297	~ 130
400 kV	2x490/65 mm <sup>2</sup>	1318	~ 530

To znači da jedan par radialnih vodova 220 i 400 kV dovoljno sigurno prenosi snagu samo do ~ 250 MW, što u nas predstavlja veliki problem pri većim prijenosima, na pr. preko vodova na jadranskom području (potez Mostar .... Rijeka i dalje), a što se pojavljuje skoro dva puta godišnje.

Zbog toga su razumljive intencije slovenske elektroprivrede (ELES) da postupno sve svoje 220 kV vodove zamijeni s 400 kV (sl. 3). U Srbiji postoji također slična ideja (ali iz drugih razloga) da 220 kV vodovi od RHE Bajina Bašta do S. Mitrovice i Beograda budu zamijenjeni s 400 kV vodovima.



Slika 5 "Samodovoljna" mreža 220 kV i 400 kV Hrvatske 2030. godine

Mreža prikazana na sl. 5 nije računski provjeravana, nego je samo logički kreirana kako bi ispunila polazno date uvijete. Ista bi se mogla i računski verificirati no po principu zadovoljavanja uvjeta uz raspoloživost  $[(n-1)-1]$  kritičnih vodova. Prvi (-1) element bio bi interni vod, a drugi (-1) povezni vod ili prema Sloveniji (na pr. DV 400 kV Pazin – Divača, obzirom na prijenos preko slovenske mreže), ili neki kritični vod prema ili kroz područje BiH. Ovo prvenstveno zavisi o tome gdje će se locirati velike termoelektrane (na pr. 2x500 MW), u Istri (Plomin) ili Dalmaciji (Lukovo Šugarje, Obrovac, Ploče ili slično).

Treba se prisjetiti da je jedan dio razmatrane samodovoljne mreže sa slike 5, onaj na potezu od Zagreba preko Like do Obrovca i dalje Splita, već bio studiran i službeno prihvaćen (priključak TE Lukovo Šugarje, te priključak TE na uvozni ugljen u Obrovcu, lit. [5]).

Ovako koncipirana veleprijenosna mreža je barem dva puta skuplja od tzv. dostatne mreže (poglavlje 4) i studijski iznosi 500 – 600 mil. USD kroz 30 godina, no sigurno je da će za to biti nužne i veće investicije.

## 6. ZAKLJUČAK

Naše prijenosne, pa i veleprijenosne (220 i 400 kV) instalacije su već sada dosta stare (40 i 25 godina), pa će u razdoblju do 2030. godine (do kada se razmatrao mogući razvoj) neke od njih i prijeći dob koja se smatra kao životni vijek. Na postavljeno pitanje što u tome smislu raditi i kako dalje razvijati veleprijenosni sustav Hrvatske elektroprivrede pokušalo se odgovoriti uzimajući u obzir:

- daljnji razvoj potrošnje električne energije i maksimalne snage,
- izlazak iz pogona ostarjelih termoelektrana,
- izgradnju novih elektrana i to pretežito KTE i TE na uvozni ugljen, od kojih bi jedinice većih snaga (400 i 500 MW) bile uključene u 400 kV mrežu,
- različite tipove hidrologija u nas, uvoza električne energije iz više smjerova, sve to uz moguće tranzite u smjeru istok-zapad i obratno,
- odnose sa susjednim zemljama Slovenijom i BiH (elektroenergetski i politički),
- procjenu "propusnosti" susjednih mreža, napose u Sloveniji i BiH, a za potrebe Hrvatske u takvim okolnostima.

Vrednujući sve to predložena su kao ciljna mreža u budućnosti (do 2030. godine) dva rješenja:

- tzv. "dostatna" mreža koja je modelski ispitivana Mexico postupkom (probabilistički) i provjerom tokova snaga i naponskih prilika programskim paketom PSS/E, a uz raspoloživost od  $(n-1)$  elemenata,
- tzv. "samodovoljna" mreža koja je oblikovana na prije zadanim principima o nužnosti stvaranja neovisnog hrvatskog EES (ili barem njegove veleprijenosne mreže), te na težnji za eliminiranje dugačkih dionica ostarjelih vodova 220 kV, što bi pretpostavljeno odgovaralo kriterijima raspoloživosti mreže od  $[(n-1)-1]$ .

Studijski dobiveni iznosi za investicije u mrežu 220 kV i 400 kV u prije navedenom smislu, a do 2030. godine bi bile reda 250 – 300 mil. USD za prvo rješenje, odnosno 500 – 600 mil. USD za drugo rješenje, što je ocijenjeno kao prihvatljiv iznos u odnosu na investicije za nove elektrane, mada se realno mogu očekivati i viši iznosi.

Utvrđeno je da se sagledava jedan veliki, a relativno vrlo bliski zahvat u mreži, u južnoj Dalmaciji (Dubrovnik) koji se očekuje oko 2010. godine ili malo kasnije, a gdje će trebati prelomiti prije opisane dvojbe.

I na kraju, ali nipošto ne i najmanje važno, su mogućnosti i potrebe izvoza ili preriva većih snaga u Italiju (na pr. 500 MW što uz 8000 h daje 4000 GWh/god.) podmorskim kabelima, bilo preko Istre, bilo iz središnje Dalmacije. Ova problematika u nas još nije bila ozbiljno studirana, no za to pokazuje interes inozemni kapital (lit. [7]), pa čak i neki domaći poduzetnici izvan HEP-a.

Pitanja za diskusiju:

1. Što činiti s magistralnim vodovima 220 kV oko 2020. – 2030. godine kad im istekne životni vijek opreme?
2. S kolikim kapacitetom prijenosa za potrebe HEP-a vrednovati 220 i 400 kV mreže Slovenije i BiH?

3. U kojem smislu dalje razvijati veleprijenosni (220 i 400 kV) sustav Hrvatske u konkretnom slučaju Dubrovnik?
4. Ima li nekih novijih konkretnih informacija o mogućem izravnom povezivanju EES Hrvatske i Italije?

## LITERATURA

- [1] RAZVOJ ELEKTRIFIKACIJE HRVATSKE, I DIO: OD POČETKA ELEKTRIFIKACIJE DO 1945. GODINE, B. Markovčić i suradnici, Zagreb, 1984.
- [2] RAZVOJ ELEKTRIFIKACIJE HRVATSKE, II DIO: OD 1945. DO 1983. GODINE, B. Markovčić i suradnici, Zagreb, 1987.
- [3] SADAŠNJA I OČEKIVANA ULOGA MREŽE 220 kV U EES HRVATSKE, Energetski institut "Hrvoje Požar", Zagreb, 2002.
- [4] AGEING OF THE SYSTEM – INPACT ON PLANNING, CIGRE Paris, WG 37-27, 12. 2000.
- [5] POTREBNA IZGRADNJA ELEKTROENERGETSKIH OBJEKATA U RH U RAZDOBLJU OD 2001. DO 2020. GODINE (MASTER PLAN), Energetski institut "Hrvoje Požar", Zagreb, 11. 2001.
- [6] TEMELJNA VELEPRIJENOSNA MREŽA HRVATSKE, Okrugli stol o budućem razvoju hrvatske veleprijenosne mreže, Z. Tonković, III Savjetovanje HK CIGRE, Cavtat, 1997.
- [7] PRELIMINARNO SAGLEDAVANJE IZVOZA ELEKTRIČNE ENERGIJE IZ HRVATSKE U ITALIJU PODMORSKIM AC ILI DC KABELIMA, Standard Bank London / Eurowatt Commerce Švicarska, više dokumenata, jesen 2002.
- [8] PRIJEDLOG MREŽNIH PRAVILA HRVATSKOG EES, HEP, Ekonerg, IEE, jesen 2002.